

**Facultad Politécnica Universidad Nacional de Asunción  
Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología**

**Proyecto 14-INV-271  
“Valuación de Inversiones en Infraestructura Eléctrica y  
Comportamiento Estratégico”**

**ANEXO 06  
PGT 2.1 – Formulación matemática de modelos de  
Opciones Reales – Informe**

# Analyzing Feasibility of Energy Storage System for Energy Arbitrage

Tamatia Coronel  
Grupo de Investigación en Sistemas  
Energéticos  
Facultad Politécnica – U.N.A.  
San Lorenzo, Paraguay  
tcoronel@pol.una.py

Enrique Buzarquis  
Grupo de Investigación en Sistemas  
Energéticos  
Facultad Politécnica – U.N.A.  
San Lorenzo, Paraguay  
enrique.buzarquis@gmail.com

Gerardo A. Blanco  
Grupo de Investigación en Sistemas  
Energéticos  
Facultad Politécnica – U.N.A.  
San Lorenzo, Paraguay  
gblanco@pol.una.py

**Abstract**— *The need for integration of renewable energy to the electricity grid promotes research and development of new energy storage technologies, as well as models and techniques to study them. In this sense, the present work proposes a model to evaluate the benefit that can be harnessed through energy arbitrage in function of a daily hourly rate differentiation. The Vanadium Redox Battery is one of the energy storage technologies that have proven most interesting for stationary applications in recent years, especially to medium and large-scale installations. A mathematical model is presented and applied to a case study to evaluate the feasibility of investing in an energy storage system of vanadium redox batteries. The results indicate that at present the capital cost should decrease around 75% to be considered profitable for the case study. Finally, real options approach analysis is suggested to assess the flexibility offered by VRB ESS, such as relocation, expansion and abandonment.*

**Keywords**— *Energy arbitrage, Energy storage, Vanadium Redox Battery.*

## I. INTRODUCCIÓN

Diversos estudios científicos, tendencias de mercados, acciones políticas entre otros, indican que la transición energética y el desarrollo sustentable hacia una matriz más limpia basada en la integración de fuentes de energía renovables, vehículos eléctricos, generación distribuida, redes eléctricas inteligentes, ya no son “cosas del futuro”, se están haciendo realidad [1]. En esta realidad, los sistemas de almacenamiento de energía (ESS por sus siglas en inglés) son de fundamental importancia, con aplicaciones en toda la cadena de suministro de energía eléctrica [2]- [3]- [4]

Históricamente, la planificación de los sistemas de abastecimiento de energía se basó en el control de la generación, teniendo en cuenta la demanda incierta, variable e imposible de predecir con precisión. Sin embargo, en los últimos tiempos este mecanismo de planificación se está volviendo obsoleto. Esto se debe a que la incertidumbre introducida en la generación de energía por medio de las fuentes renovables intermitentes, así como también el aumento de la tecnología de control y automatización del lado de la demanda, junto con una creciente concientización sobre la necesidad de la eficiencia energética a nivel mundial, crean una necesidad de almacenar energía [5].

En este contexto de cambio de paradigmas en la planificación de expansión de sistemas energéticos, los ESS vienen ganando cada vez más espacio, no solo en aplicaciones aisladas, sino que también en almacenamiento de energía para la

red, gracias a la maleabilidad con que operan y la adaptabilidad que ofrecen al momento de integrar la generación intermitente y la demanda programada, convirtiéndose en un importante eslabón para planificación de nuevas expansiones en el sistema eléctrico [6].

Almacenamiento de energía podría ser utilizado en lugar de centrales de generación térmica adicionales que entran en operación en horarios de punta, que pueden ser pocos eficientes en relación al uso de combustible además de emitir grandes cantidades de contaminantes al aire [7].

Arbitraje energético implica comprar energía a bajo costo cuando existe disponibilidad durante los periodos de baja demanda para cargar las plantas de almacenamiento, pudiendo utilizar o vender esta energía cuando el precio sea mayor [7].

El avance de la tecnología en ESS durante los últimos años trae incontables beneficios y a la vez gran cantidad de nuevos desafíos. El esfuerzo por determinar modelos aplicables que puedan determinar el beneficio real de estos ESS se traduce en gran cantidad de artículos científicos abordando distintos aspectos de estos sistemas. En esta línea, el presente trabajo busca evaluar el beneficio aislado que pueda ser aprovechado mediante el arbitraje energético en función a una diferenciación tarifaria horaria diaria, utilizando técnicas de modelado de sistemas eléctricos, análisis bajo incertidumbre del flujo de potencia y financiero.

## II. BATERÍAS DE VANADIO REDOX

La densidad energética es una característica de suma importancia para aplicaciones móviles, sin embargo, cuando se trata de aplicaciones estacionarias, esta propiedad pierde jerarquía al momento de decisión sobre el tipo de tecnología a ser utilizado [6].

La batería de Litio-Ion, como la Powerwall de Tesla, está liderando el mercado de instalaciones pequeñas y aplicaciones móviles, pero, a partir del análisis exhaustivo de literatura técnica, se encuentran indicios de que otras alternativas, como la basada en la tecnología Redox, pueden ser más recomendables a instalaciones de media y gran escala [8]- [9].

Las baterías de flujo son aquellas en que el electrolito circula a través de las celdas de baterías (donde se encuentran los electrodos) por medio del bombeo desde depósitos de acumulación [8]. Tanques externos pueden ser utilizados para el almacenamiento del electrolito. Esta característica importante

permite diseñar baterías personalizables, donde la capacidad de almacenamiento energético del sistema está definida por el tamaño del depósito, mientras que la potencia nominal depende del número de celdas en serie (stack).

La batería redox de vanadio, también conocida como VRB (Vanadium Redox Battery), es una de las tecnologías de almacenamiento de energía que se han mostrado más interesantes para aplicaciones estacionarias en los últimos años. Posee una alta capacidad de respuesta en carga/descarga, permite el diseño de capacidad energética y potencia independiente, las pérdidas por autodescarga son relativamente bajas [7]. Actualmente existen sistemas instalados en la escala de megawatt (MW) en Estados Unidos y Europa (1MW/4MWh, 2MW/8MWh, 4MW/6MWh) mientras el mayor sistema del mundo se encuentra en China con 5MW/10MWh, donde también se espera inaugurar en 2020 un sistema almacenamiento de energía basado en baterías redox de vanadio (VRB ESS) con capacidad de 200MW/800MWh en Dalian, según anunció la Administración Nacional de Energía de China [10].

Los VRB operan utilizando un par electroquímico basado en dos reacciones diferentes de los iones de vanadio en una solución acida acuosa, como mostrado en la figura 1.

Las principales ventajas del VRB en relación a las baterías de Litio-Ion son el largo ciclo de vida superior a 10.000 ciclos contra 1.000 de las de Li-Ion, además no son inflamables, y el costo en relación a la capacidad de almacenamiento disminuye a medida que se aumenta el tamaño del depósito de electrolitos [7].

En [8] muestra que la eficiencia de carga y descarga aumenta a medida que aumenta la potencia relacionada, sin embargo, el estado de carga (SOC) no afecta a dicha eficiencia, esto facilita el modelado matemático ya que es posible asumir una eficiencia constante.

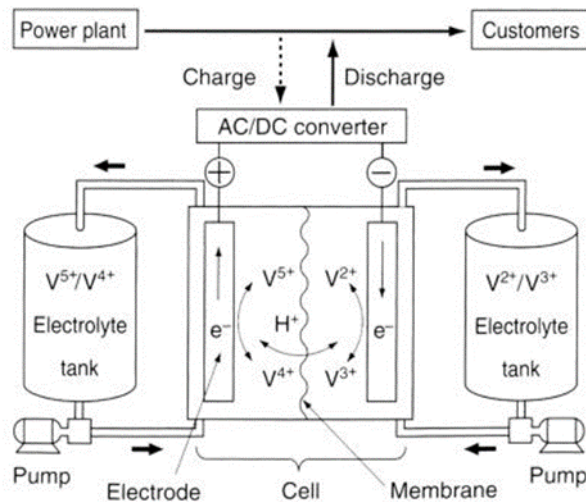


Fig. 1 Batería Redox de Vanadio [7]

### III. MODELO MATEMÁTICO

La referencia [11] hace una revisión de algunos modelos matemáticos presentados hasta la actualidad. En esta búsqueda

por un modelo que represente fielmente el comportamiento de los VRB y los beneficios que conllevan, aún no existe un modelo completo, sino más bien partes aisladas de distintos puntos de vista.

#### A. Hipótesis

Debido a la complejidad que representa modelar los ESS por completo, se han adoptado ciertas hipótesis simplificadoras importantes, de manera a permitir distinguir el posible beneficio del arbitraje energético en función a una diferenciación tarifaria horaria diaria. Futuros trabajos podrían ahondar en la totalidad de beneficios de la utilización de VRB EES.

1. Existe diferencia de precio entre horario pico y horario fuera de pico.
2. Los ESS son capaces de cargarse totalmente en horario fuera de pico y descargarse completamente en horario pico. Esta suposición se hace en base de que el sistema pretende hacer un arbitraje diario, considerando entonces que la capacidad máxima de almacenamiento sería aquella que pueda descargar (inyectar a la red) en el periodo de demanda pico.
3. Los ESS actuarían según un cronograma establecido, no como respaldo en situaciones de emergencia. Se asume esta característica del modelado con el fin de evidenciar el retorno económico exclusivo del arbitraje energético, sin tener en cuenta otros posibles servicios que pueda ofrecer el ESS.
4. Se consideran generadores térmicos tradicionales.

#### B. Ecuacionamiento del ESS

De acuerdo a las hipótesis adoptadas, el ESS se estará cargando diariamente hasta alcanzar la máxima capacidad de almacenamiento, permitiendo entonces disponer de dicha capacidad para la inyección diaria a la red con la máxima potencia de descarga  $ESS_d$ .

Aunque la capacidad de almacenamiento de energía pueda ser dimensionado de manera independiente a la capacidad de potencia en los VRB ESS, no es recomendable almacenar mayor cantidad de la que pueda inyectar en el periodo de punta  $t_p$ , ya que lo que se busca es maximizar el beneficio en función del arbitraje energético. Por este motivo, calculamos la capacidad de almacenamiento  $ESS_{max}$  en función de la máxima potencia de descarga  $ESS_d$  y de la eficiencia  $\eta$  entre carga y descarga.

$$ESS_{max} = \eta * ESS_d * t_p \quad (1)$$

La eficiencia está dada por la relación entre la cantidad de energía que el ESS es capaz de inyectar en horas pico y la cantidad de energía que el ESS debe comprar en horas de baja demanda.

$$\eta = \frac{Wh \text{ discharge}}{Wh \text{ charge}} \quad (2)$$

El estado de carga (SOC) de una batería también puede ser representado por la profundidad de descarga  $\rho$ . Existe una cantidad mínima de energía la batería debe mantener para

garantizar el funcionamiento correcto. La relación entre cantidad mínima de energía  $ESS_{min}$  y la capacidad de almacenamiento  $ESS_{max}$  en función de la profundidad de descarga máxima  $\rho_{max}$  se muestra en la ecuación 3.

$$ESS_{min} = (1 - \rho_{max}) * ESS_{max} \quad (3)$$

La potencia de carga requerida diariamente por el ESS durante horas de baja demanda será la diferencia entre  $ESS_{max}$  y  $ESS_{min}$  durante el tiempo del periodo de baja demanda  $t_b$ .

$$ESS_c = \frac{ESS_{max} - ESS_{min}}{t_b} = \frac{\rho_{max} * E_{max}}{t_b} \quad (4)$$

Algunos fabricantes de VRB aseguran que sus productos pueden llegar a una profundidad de descarga del 100% y permanecer largos periodos descargados, sin afectar negativamente a la eficiencia del ESS.

### C. Simulación estocástica

La incertidumbre del Mercado eléctrico puede ser simulado utilizando el método de Monte Carlo, modelando las principales variables mediante procesos estocásticos adecuados.

Conocer el crecimiento de la demanda es fundamental cuando se trata de planificación de sistemas de expansión, para estudios similares al de este trabajo es bastante común encontrar en la literatura modelos estocásticos del crecimiento de la demanda siguiendo un comportamiento del movimiento browniano generalizado, descrito en la ecuación 5 [12], debido principalmente a la inelasticidad de la demanda en relación al precio de la energía.

$$dTc(t) = \mu_{d_i} \cdot dt + \sigma_{d_i} \cdot dz \quad (5)$$

Donde  $dTc_i$  es la tasa de crecimiento de la demanda durante el intervalo  $dt$ ,  $\mu_{d_i}$  es la tasa de crecimiento promedio estimada para el año  $t$ ,  $\sigma_{d_i}$  es la desviación estándar estimada para el periodo de tiempo y  $dz$  es la variación de la variable  $z$  en el proceso de Wiener.

La incertidumbre en el costo de generación de centrales térmicas por otro lado está fuertemente vinculada a la fluctuación del precio del combustible que utilizan dichas centrales. Para estos casos, una forma apropiada de representar la incertidumbre de los precios de combustibles es mediante el proceso estocástico de reversión de la media, de la forma mostrada en la ecuación 6.

$$dp_F(t) = \alpha(\bar{p}_F - p_F(t)) + \sigma^{p^F} \cdot dW \quad (6)$$

Donde  $\alpha$  es la velocidad de reversión a la media,  $\sigma^{p^F}$  es la volatilidad de los precios de los combustibles utilizados por las centrales térmicas y  $\bar{p}_F$  es el precio promedio de los combustibles  $p_F$ .

### D. Análisis financiero

Los ingresos  $R$  que pueden ser alcanzados por medio del arbitraje energético utilizando VRB ESS puede ser calculado como la diferencia entre los ingresos por venta de energía  $I_s$  en periodo de pico y los costos de compra de energía en horarios de baja demanda  $C_{buy}$ , teniendo en cuenta también los costos de operación y mantenimiento  $C_{opm}$ , como se muestra en la ecuación 7.

$$R = I_s - C_{buy} - C_{opm} \quad (7)$$

Para determinar si una inversión es rentable, es común calcular el Valor Presente Neto utilizando la ecuación 8, teniendo en cuenta una tasa de descuento  $r$  y el ingreso  $R$  para cada año  $i$  durante los años  $n$  del horizonte de análisis y el capital de inversión inicial  $C_{inv}$ .

$$NVP = \sum_i^n \frac{R_i}{(1+r)^i} - C_{inv} \quad (8)$$

Actualmente en la literatura se encuentran informaciones de que los VRB ESS pueden soportar más de 10 mil ciclos de carga/descarga (por 20 años) sin afectar la eficiencia o la capacidad de almacenamiento [2] [4]. Sin embargo, proyecciones de plazo tan extendido acarrear mucha incertidumbre que pueden existir tanto en el mercado de energía como en el de tecnologías, así como también cuestiones externas que pueden afectar a la planificación. Para el análisis en este trabajo se adopta el periodo de 10 años.

### E. Caso de estudio

El sistema seleccionado mostrado en la figura 2 cuenta con generadores térmicos en cada una de las tres barras, así como también demanda en cada una de ellas. En principio, el ESS podría ser colocado en cualquiera de las 3 barras, o inclusive en varias barras. Como decisión de proyecto se asume que el ESS se instalará en aquella con el menor precio nodal de la energía en periodo de baja demanda, en este caso la barra 1.

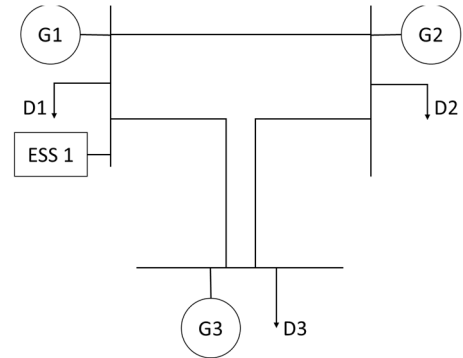


Fig. 2. Sistema del caso de estudio

Para el análisis anual, el año se divide en 4 periodos, representando las 4 estaciones con demandas diferenciadas, dándose el mayor consumo en verano e invierno. Para cada estación, se tiene en cuenta un día típico en horarios de baja, media y pico (alta) demanda en cada barra. A partir de una demanda base listada en la tabla I, considerando una tasa de crecimiento base de 2% y desviación estándar de 0.5%, mediante las simulaciones de Monte Carlo, se obtiene la demanda estocástica.

En la tabla II se indican los datos sobre la capacidad instalada de los generadores en cada barra, así como también los coeficientes base relacionados al costo de los combustibles para generación. Considerando un factor de reversión a la media de 65% con desvío de la tasa de crecimiento del costo de 16,7%, valores adoptados en base a [13].

TABLA I. DEMANDA BASE

DEMANDA				
Estación	Bus	Baja [MW]	Media [MW]	Pico [MW]
Primavera	1	75	100	130
	2	100	150	190
	3	150	200	290
	total	325	450	610
Verano	1	140	170	215
	2	190	230	280
	3	220	300	410
	total	550	700	905
Otoño	1	75	85	100
	2	100	145	190
	3	150	200	290
	total	325	430	580
Invierno	1	115	150	200
	2	160	195	245
	3	195	250	360
	total	470	595	805

TABLA II. DATOS DE GENERADORES

GENERACION				
Bus	Pmax [MW]	Costo Cuadrático [\$/MW]	Costo Lineal [\$/MW]	Costo Fijo [\$/MW]
1	500	0,01	10	180
2	200	0,02	20	120
3	400	0,055	55	270

Las líneas de transmisión cuentan con capacidad de transportar 300MW entre la barra 1-2, 200MW entre las barras 1-3, la línea entre 2-3 es similar a la de 1-3, con misma capacidad de 200MW.

La distribución horaria de la demanda se define como siendo 10 horas de demanda baja, 10 horas de demanda media y 4 horas de demanda pico. Esto significa que el ESS deberá cargarse en 10 horas y descargarse en 4, existiendo una diferencia considerable entre la potencia de carga y descarga.

El ESS considerado permite una potencia de descarga máxima de 10MW, con una profundidad máxima de descarga del 100% (es posible descargar completamente el ESS) y una eficiencia entre carga y descarga de 80%.

La gran variedad de informaciones respecto al costo de la tecnología VRB al consultar distintas fuentes técnicas, comerciales y académicas es difícil determinar el costo real para los sistemas VRB. En [14] se desarrolló un detallado análisis de costo y en [15] se realizó una actualización, estimando el costo anualizado alrededor de \$24.000/MW y los costos de operación estipulados en \$1,6/MWh. Para la capacidad elegida, la inversión inicial calculada es de 13,746 millones de dólares, la operación y mantenimiento alcanza un costo de \$29.200 anual.

Finalmente, la tasa de descuento considerada para el cálculo del VPN es del 10%.

#### IV. RESULTADOS

El ESS compra diariamente la energía equivalente a la capacidad máxima de almacenamiento en horas de baja demanda y lo inyecta totalmente en horarios de demanda pico según las hipótesis adoptadas. Siendo así, el beneficio alcanzado por el ESS se encuentra principalmente relacionado a la diferencia de precio, no necesariamente a la demanda en sí.

La mayor diferencia de precio se tiene en verano, teniendo una diferencia de aproximadamente 100 \$/MW para el caso de estudio, como se puede observar en la figura 3.

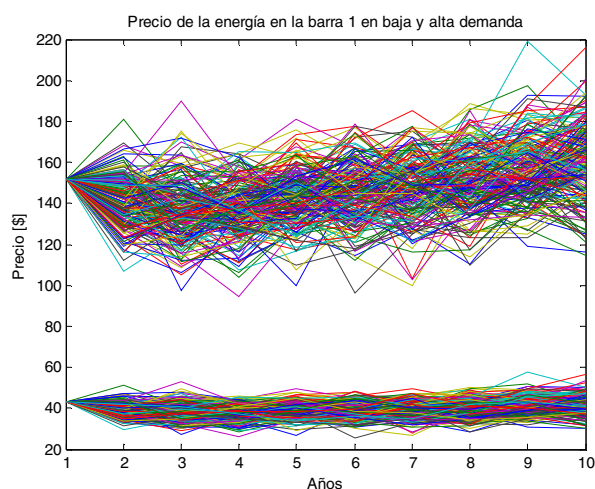


Fig. 3. Comparación de precios en demanda baja y demanda pico

Según los resultados de las simulaciones de Monte Carlo mostrados en la figura 4, el VPN esperado es de aproximadamente -10,3 millones de dólares. Analizando la densidad de distribución de los VPN en la figura 5, se observa una distribución prácticamente normal, donde la media coincide con el valor esperado, con una desviación estándar de aproximadamente 166 mil dólares. Concluyendo que la inversión no es rentable con el costo de inversión actual.

En la figura 6 se realiza un análisis de sensibilidad reduciendo el costo de inversión en la tecnología VRB ESS entre 70 y 80 %. Representando en los gráficos 7 y 8 la densidad de probabilidad acumulada para la reducción de 72,5% y 77,5% respectivamente, se observa que para el primer caso existe aproximadamente 98% de probabilidad de pérdida, mientras que en el segundo caso la probabilidad de pérdida es aproximadamente del 2%.

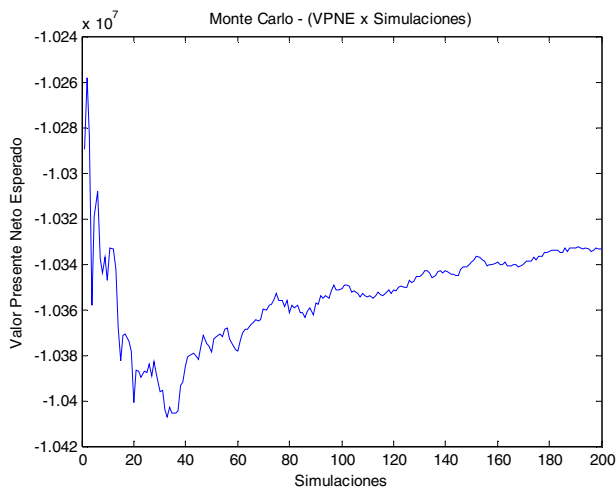


Fig. 4. Valor Presente Neto Esperado

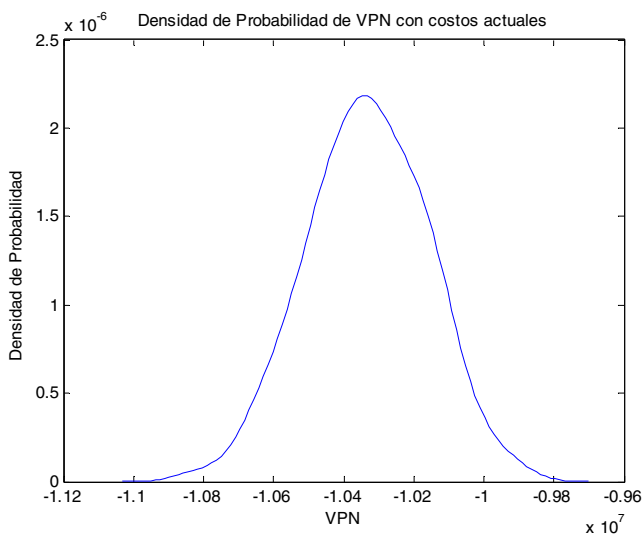


Fig. 5. Densidad de Probabilidad de VPN

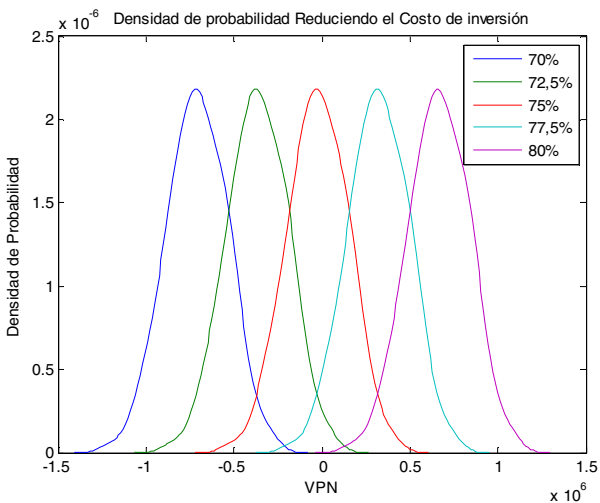


Fig. 6. Análisis de Sensibilidad del costo

Para visualizar mejor la relación entre reducción de costo y obtención de VPN positivo (para empezar a considerar la

inversión como rentable), se puede construir el gráfico de la figura 9 relacionando densidad de probabilidad con la reducción de costo, donde se observa que para tener una probabilidad de 50% de obtener un VPN positivo, es decir, que la distribución de densidad probabilidad tenga la media en cero, es necesario una reducción de 75,5%.

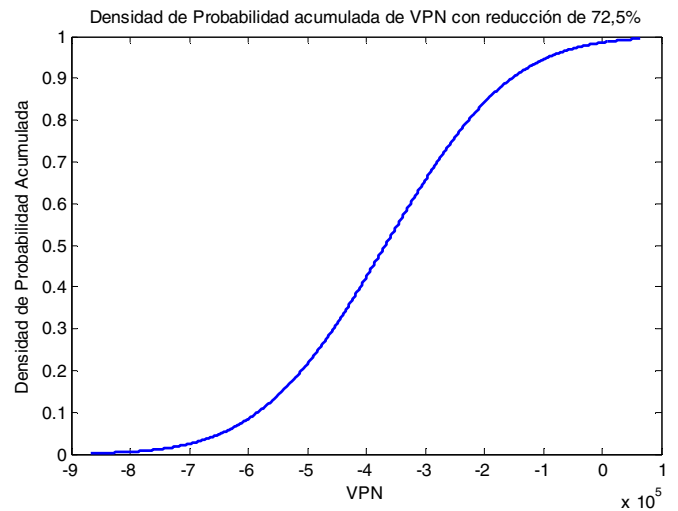


Fig. 7. Densidad de probabilidad acumulada con reducción de 72,5%

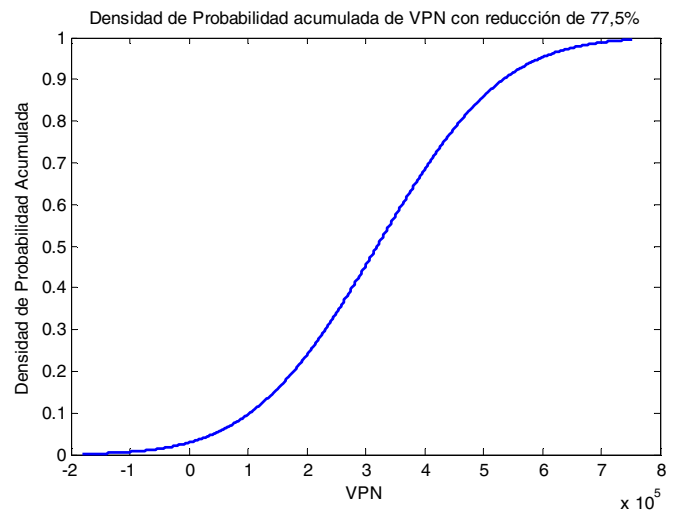


Fig. 8. Densidad de probabilidad acumulada con reducción de 77,5%

Para visualizar mejor la relación entre reducción de costo y obtención de VPN positivo (para empezar a considerar la inversión como rentable), se puede construir el gráfico de la figura 9 relacionando densidad de probabilidad con la reducción de costo, donde se observa que para tener una probabilidad de 50% de obtener un VPN positivo, es decir, que la distribución de densidad probabilidad tenga la media en cero, es necesario una reducción de 75,5%.

Aparentemente existe un largo camino aún por recorrer para los VRB ESS bajo el análisis financiero tradicional. Pero si se pudiera valorar la flexibilidad adicionada por esta tecnología al sistema, las baterías de vanadio podrían ser atractivas para el funcionamiento de la red. Una buena técnica que podría utilizarse con este fin es el análisis por medio de opciones reales.

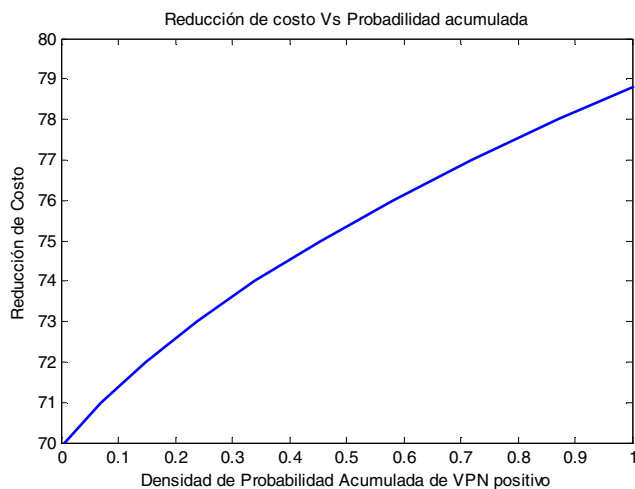


Fig. 9. Densidad de Probabilidad Acumulada

## V. CONCLUSIONES

El cambio de paradigma en la planificación de los sistemas eléctricos es irreversible, las fuentes renovables y los sistemas de almacenamiento de energía tienen un rol fundamental. Para aplicaciones de media y gran escala existen ciertas ventajas como dimensionamiento independiente de energía y potencia, mejor escalabilidad, grandes profundidades de descarga, ciclo de vida prolongado, entre otros, generan cierta ventaja sobre otros tipos de almacenamiento.

Se presentó un modelo matemático para analizar el beneficio del arbitraje energético diario en función de la diferencia de precios entre los periodos de demanda pico y demanda baja.

Actualmente y bajo el análisis financiero tradicional, calculando el VPN, las Baterías Redox de Vanadio deberían reducir al menos un 75% los costos de inversión para conseguir al menos 50% de probabilidad de ser considerado rentable, es decir, lograr un VPN positivo.

Por otro lado, los ESS agregan flexibilidad de operación al sistema y de inversiones futuras. Con la técnica de análisis de opciones reales podría evaluarse el valor de la flexibilidad y la conclusión podría ser favorable para los ESS.

## RECONOCIMIENTO

Los autores agradecen al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología del Paraguay (CONACYT) por el apoyo para llevar a cabo esta investigación dentro del marco del Programa de Incentivo a Formación Docente (PROCIENCIA) y de la Maestría en Ciencias de La Ingeniería Eléctrica.

## REFERENCIAS

[1] L. Gauchia, «Technology Battery Advances for Smart Grids,» *IEEE Smart Grid Newsletter Compendium 2015*, pp. 27-29, 2015.

[2] M. Gil-Agustí, L. Zubizarreta, V. Fuster y A. Quijano, «Baterías: Estado actual y futuras tendencias (2a parte),»

*DYNA - Ingeniería e Industria*, vol. 90, n° 1, pp. 9 - 13, Enero - Febrero 2015.

- [3] Jean Jouzel; Catherine Tissot-Colle, «La Transición Energética: 2020-2050, un futuro por construir, una ruta a trazar,» 2013.
- [4] J. A. Guacaneme, D. Velasco y C. L. Trujillo, «Revisión de las Características de Sistemas de Almacenamiento de Energía para Aplicaciones en Micro Redes,» *Información Tecnológica*, vol. 25, n° 2, pp. 175 - 187, 2014.
- [5] E. Buzarquis, G. Blanco, F. Olsina y F. F. Garcés, «Valuing investments in distribution networks with DG under uncertainty,» 2010.
- [6] S. Walker, «Analizando Opciones Energéticas,» *Equipo Minero*, n° 2, pp. 34 - 37, 2016.
- [7] Electric Power Research Institute (EPRI); U.S. Department of Energy, EPRI-DOE Handbook of Energy Storage for Transmission and Distribution Applications, Palo Alto, California, 2003.
- [8] Q. Gong y J. Lei, «Operating strategy and optimal Sizing of large-scale VRB energy storage system considering the abandonment of renewable energy,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2016.
- [9] J. A. Chahwan, Vanadium-redox flow and lithium-ion battery modelling and performance in wind energy applications, Montréal, Québec: Department of Electrical and Computer Engineering, McGill University., 2007.
- [10] James Conca, «VanadiumFlow Batteries: The Energy Storage Breakthrough We've Needed,» *Forbes, Energy*, 13 12 2016.
- [11] G. He, Q. Chen, C. Kang y Q. Xia, «Optimal operating strategy and revenue estimates for the arbitrage of a vanadium redox flow battery considering dynamic efficiencies and capacity loss,» *The Institution of Engineering and Technology 2016, ET Gener. Transm. Distrib.*, 2016, Vol. 10, Iss. 5, pp. 1278-1285.
- [12] G. Blanco, D. Waniek, F. Olsina, F. Garcés y C. Rehtanz, «Flexible investment decisions in the European interconnected transmission system,» *Electric Power Systems Research*, 2010.
- [13] M. Arevalo, D. Rios Y G. Blanco, «Planificación De Expansión De Generación Y Transmisión Bajo Incertidumbre Considerando Flexibilidad En Inversiones De Generación,» de *XVII ERIAC*, Ciudad del Este, Paraguay, 2017.
- [14] Electric Power Research Institute (EPRI), «Vanadium Redox Flow Batteries: An In-Depth Analysis,» Palo Alto, 2007.
- [15] R. C. J. W. a. T. Z. Mark Moore, «A Comparison of the Capital Costs of a Vanadium Redox-Flow Battery and a Regenerative Hydrogen-Vanadium Fuel Cell,» *Journal of Advanced Chemical Engineering*, 29 September 2015.



## **CERTIFICATE OF ATTENDANCE**

*This is to certify that*

***Diego Tamatia Coronel Bejarano***

*has exposed the work*

***Analyzing feasibility of energy storage system for energy arbitrage***

***The International Congress of Electric Engineering, Electronics and ICT,***

***IEEE CHILECON 2017***

***October 18, 19, 20 – 2017 in Pucon, Chile***



**IEEE CHILECON  
2017**

***Dr. Carlos Muñoz Poblete***  
***President of IEEE CHILECON 2017***



***Dr. Gastón Lefranc***  
***President of IEEE Chile Section***

