

# Evaluación Óptima de Inversiones en Almacenadores de Energía Eléctrica en Redes de Distribución

Mauricio E. Samper

CONICET (Consejo Nac. de Inv. Científicas y Técnicas)  
 Instituto de Energía Eléctrica (UNSJ – CONICET)  
 San Juan, Argentina  
 msamper@ieee.org

Alberto Vargas

UNSJ (Universidad Nacional de San Juan)  
 Instituto de Energía Eléctrica (UNSJ – CONICET)  
 San Juan, Argentina  
 avargas@iee.unsj.edu.ar

**Abstract**—La incorporación de generación distribuida basada en fuentes de energía renovable (GDR) introduce nuevos paradigmas de diseño y operación de las redes eléctricas de distribución que deben ser considerados. Por su parte, el avanzado desarrollo en tecnologías de almacenadores de energía eléctrica hace posible su utilización como almacenamiento de energía distribuido (AED). En este trabajo se presenta un modelo de evaluación técnica y económica de proyectos de inversión en sistemas de AED. Modelo que optimiza la ubicación, capacidad y utilización de almacenadores en redes primarias de distribución; teniendo en cuenta una alta inserción de GDR solar fotovoltaica y eólica. Finalmente, el modelo es probado en una red típica de distribución latinoamericana y, además, se analiza el impacto técnico-económico de invertir en AED comparado con realizar inversiones tradicionales de expansión en redes de distribución.

**Index Terms**—Almacenamiento de energía, Energías renovables, Redes inteligentes, Decisiones de inversión.

## I. INTRODUCCION

El nuevo paradigma de las redes inteligentes representa una evolución del actual sistema eléctrico, mediante la introducción de un conjunto de nuevas tecnologías y aplicaciones; ello con el fin de proveer un suministro más eficiente, confiable, sustentable, económicamente competitivo y cuidadoso con el medio ambiente. Se espera que tecnologías como la generación distribuida que utiliza recursos renovables (GDR) ayuden a reducir las emisiones de dióxido de carbono y ofrecer opciones energéticas más sustentables para los consumidores. Además, en algunos casos, la GDR puede proporcionar otros beneficios adicionales como el suministro de energía en horas de punta, reemplazando o difiriendo inversiones intensivas de capital (al reducir la demanda en redes de sub-transmisión y transmisión).

Por otro lado, uno de los mayores inconvenientes técnicos respecto la incorporación de GDR se relaciona con la seguridad de la operación, debido a la variabilidad y aleatoriedad del recurso energético primario renovable. Aspecto que se ve incrementado en la medida que aumenta la penetración de este tipo de generación en las redes de distribución, a tal punto que se debe estudiar el porcentaje máximo de la misma a inyectar.

Por ello, para cubrir los desbalances de potencia al utilizar GDR es necesario mantener un cierto nivel de reserva desde el sistema centralizado o instalar almacenadores de energía en las propias redes de distribución.

Como un “buffer de energía”, los almacenadores de energía desempeñan un rol cada vez más importante en el diseño y desempeño de las redes inteligentes de distribución (RID) y, sobre todo, como complemento de la GDR. El desarrollo de tecnologías avanzadas en materia de almacenamiento de energía eléctrica, sumado al buen desempeño probado por las tecnologías existentes, hacen posible su utilización como almacenamiento de energía distribuido (AED) en las RID. Entre las alternativas tecnológicas disponibles para el AED se pueden mencionar: baterías convencionales avanzadas, baterías de flujo, súper-capacitores, superconductores magnéticos, celdas de combustible y volantes de inercia [1]-[3].

En este contexto, la introducción de las RID plantea un gran desafío al servicio público de electricidad, principalmente en el área de planificación de la expansión de las redes de distribución, como así también en la disponibilidad de nuevas herramientas de cálculo y análisis que consideren, entre otros, nuevas alternativas (tecnologías) de inversión. Por ello, el fin de este trabajo es presentar un modelo para el desarrollo de inversiones en AED en el ámbito de una empresa distribuidora, que evalúa óptimamente su viabilidad mediante indicadores técnicos y económicos, considerando una alta inyección de energía desde unidades de GDR (solar fotovoltaica y eólica). Modelo que optimiza la ubicación, tamaño (capacidad) y utilización (modo de operación) de almacenadores de energía eléctrica en redes primarias de distribución.

El modelo es probado en una red típica de distribución en el contexto regional y particular de la Provincia de San Juan en Argentina. Se analiza esta región en particular por el auge que se está dando a la instalación de GDR (solar y eólica) y, además, por los importantes picos de demanda que ocurren en muy pocas horas al día obligando a tener que realizar grandes inversiones para reforzar la capacidad de las redes. En este

---

Identify applicable sponsor/s here. (sponsors)

sentido y a partir de análisis preliminares realizados, en general la máxima inyección de potencia desde las unidades de GDR se daría en gran parte en horarios coincidentes con los períodos de resto y valle de la demanda. Por ello, en este trabajo se propone analizar el hecho de invertir en AED principalmente para almacenar la energía “sobrante” (en algunos nodos o tramos de alimentadores de distribución primaria) durante tales períodos de máxima generación renovable para luego suministrarla en horarios de demanda máxima. De esta manera se podrían evitar sobrecargas en algunas líneas y/o transformadores de potencia y, tal vez, diferir inversiones intensivas de capital; localizando para ello óptimamente los almacenadores de energía cerca de las fuentes de GDR y, a la vez, próximos a los nodos de consumo (demanda) con el fin de evitar sobre-cargar las redes de distribución, disminuir pérdidas y/o mejorar la calidad del producto eléctrico (de ser posible).

## II. MODELO PROPUESTO

El problema de optimizar la ubicación, tamaño y utilización de sistemas de AED es modelado como un problema típico de planificación de la expansión de una red de distribución. El cual, en esencia, consiste en definir el tipo, capacidad y ubicación de inversiones en nuevo equipamiento (qué, cuánto y dónde) serán necesarias realizar para suministrar en tiempo y forma el crecimiento futuro de la demanda, durante un período de tiempo dado y sujeto a un conjunto de restricciones [4]-[7].

Las hipótesis asumidas en este trabajo son:

- La GDR (generación distribuida con recursos renovables) es instalada por los usuarios finales (inversión privada).
- La energía inyectada a la red de distribución suministrada por la GDR es remunerada al mismo precio de la energía comprada por la distribuidora en el mercado eléctrico mayorista más un rédito extra brindado por el estado (plus económico para incentivar la instalación de GDR).
- Para la distribuidora resulta indistinto comprar la energía eléctrica al mercado mayorista o a la GDR; pero está obligada a comprar y, por ende, a utilizar toda la energía inyectada por la GDR por ser del tipo “no despachable”.
- El esquema de protecciones y demás funciones operativas de la red (del DMS, distribution management system) se encuentran “actualizados” para operar adecuadamente con GDR conectada en la propia red de distribución.
- Las incertidumbres en el crecimiento de la demanda, en la disponibilidad del recurso eólico y de irradiación solar se caracterizan estocásticamente y se modelan mediante sus respectivos valores esperados de ocurrencia.
- Las tecnologías de AED a evaluar son las baterías AGM (Absorption Glass Mat), que son baterías de plomo-ácido con bajo contenido de antimonio, de electrodos cilíndricos y material aislante de vidrio absorbente. Ello principalmente por estar disponibles comercialmente y ser técnicamente viables para utilizarlas en el contexto aquí planteado (al ser modulares, poseer entre 3000-4000 ciclos de vida, y ser de gran capacidad de energía y potencia) [1].

Para evaluar cada alternativa de inversión, se utiliza el método de flujos de fondos (costos) descontados, para un período de tiempo “T” a analizar en cada año corte “t”. Como resultado se obtiene el Valor Presente esperado de los costos totales ( $VP_{CT}$ ) de inversión y operación de la red bajo análisis.

En el proceso de optimización, las variables de decisión constituyen (definen) el qué, cuánto, dónde y cuándo realizar las inversiones. El conjunto de tales inversiones define una alternativa de inversión, la cual se representa mediante el vector de variables de decisión ( $\bar{u}$ ). Para comparar las alternativas de inversión, se busca la alternativa  $\bar{u}$  de menor  $VP_{CT}$ ; esto es, minimizar el  $VP_{CT}(\bar{u})$ . De esta manera, para el problema formulado se utiliza la función objetivo (FO) y restricciones representados mediante (1) a (5).

$$FO: \text{Minimizar } VP_{CT}(\bar{u}) \quad (1)$$

$$VP_{CT} = \sum_{t=1}^T \frac{(C_{INV} + C_{PERD} + C_{ESMC} + C_{ENSxCap.})_t}{(1+r)^t}$$

Sujeto a:

$$\text{Capacidad de líneas:} \quad (2)$$

$$IL_{j,t} = IL_{Max. j,t} + \Delta IL_{Exce. j,t}$$

$$\text{Capacidad del centro de distribución (C/D):} \quad (3)$$

$$IT_{Iny.C/D t} = IT_{Max. t} + \Delta IT_{Exce. t}$$

$$\text{Balance de potencia en C/D (nodo slack):} \quad (4)$$

$$P_{Dem t} + P_{Perd. t} = P_{Iny.C/D t} + P_{Iny.GDR t}$$

$$\text{Ecuaciones conocidas del flujo de potencia} \quad (5)$$

Donde,

$VP_{CT}$ : Valor Presente esperado de los costos totales.

$C_{INV}$ : Costo de inversión de una alternativa  $\bar{u}$ .

$C_{PERD}$ : Costo de la energía de pérdidas.

$C_{ESMC}$ : Costo de penalización por mala calidad, ESMC (energía suministrada en malas condiciones) por niveles inadecuados de tensión (por sub-tensión o sobre-tensión).

$C_{ENSxCap.}$ : Costo de energía no suministrada (ENS) por violaciones de capacidad en líneas y/o transformadores de potencia en C/D.

$t$ : Sub-período de tiempo.

$T$ : Período de análisis.

$r$ : Tasa de descuento (valor tiempo del dinero).

$IL_j$ : Corriente por cada línea “j”.

$IL_{Max. j}$ : Capacidad máxima de la línea “j”.

$\Delta IL_{Exce. j}$ : Corriente que excede la capacidad de la línea “j”. Utilizada para calcular la ENS por capacidad.

$IT_{Iny.C/D}$ : Corriente de inyección a la red MT desde el C/D.

$IT_{Max.}$ : Capacidad máxima del C/D, dada por la capacidad de los transformadores de potencia AT/MT.

$\Delta IT_{Exce.}$ : Corriente que excede la capacidad del C/D (centro de distribución), con la cual se computa la ENS por capacidad.

$P_{Dem}$ : Potencia de demanda total.

$P_{Perd.}$ : Potencia de pérdidas, a partir de la cual luego se calcula la energía de pérdidas.

$P_{Iny.C/D}$ : Potencia de inyección desde el C/D.

$P_{Iny.GDR}$ : Potencia de inyección desde las unidades de GDR.

Matemáticamente, la solución óptima de este problema es equivalente a encontrar el vector de decisiones de inversión ( $\bar{u}$ ) que minimice el  $VP_{CT}$  (1). Este es un problema combinatorial, no lineal, no convexo y entero-mixto. Por ello, se propone utilizar el algoritmo EPSO (Evolutionary Particle Swarm Optimization) para resolver el mencionado problema. El algoritmo heurístico evolutivo EPSO se ha aplicado con notable éxito en varios problemas complejos de sistemas de potencia; presentando características atractivas, tales como robustez, resultados precisos, una rápida convergencia, y una baja sensibilidad a la inicialización de los parámetros [7],[8].

Para la modelación del EPSO, en la Fig. 1 se muestra como se ha establecido la codificación del vector de decisiones  $\bar{u}$ ; esto es, la vinculación entre las alternativas de inversiones en AED del problema real y las partículas del EPSO. Cada elemento de la partícula representa un nodo de la red en el cual es posible o factible instalar AED; a su vez, cada elemento es codificado por un número entero de tres dígitos que representan:

- 1° dígito es binario e indica si la inversión en cuestión es realizada o no (0 no se realiza).
- 2° dígito indica la potencia del AED a instalar, varía entre 1 y 6, representando c/u un módulo de 500 kW (1 = 0.5 MW, 2 = 1 MW, .... 6 = 3 MW).
- 3° dígito representa el tiempo en que se realiza la inversión (año 1, año 2, etc.).

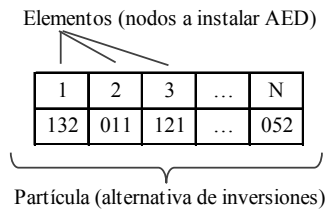


Fig. 1. Codificación de una partícula para el EPSO

Así por ejemplo, el tercer elemento de partícula en la Fig. 1 codificado como "121" indica que en el nodo que representa el elemento en cuestión se propone instalar AED en el año 2, con una potencia de 0.5 MW.

El modelo de optimización propuesto ha sido desarrollado en el entorno de Matlab® y los cálculos de flujo de potencia (5) son realizados con el paquete MatPower. Para cada alternativa de inversión, en cada año  $t$ , a partir de los resultados del flujo de potencia se calculan las potencias y respectivas energías de pérdidas, de energía suministrada con mala calidad (por sub o sobre tensión) y de violaciones de capacidad en la red (ENS). Luego, tales energías son valorizadas económicamente con sus correspondientes costos y se suman los costos de inversión, si hubieran, obteniendo así los costos totales  $VP_{CT}$  (1).

### III. CASO DE ESTUDIO

En la Fig. 2 se muestra el diagrama unifilar de la red en la cual se aplica el modelo propuesto. Es una red de prueba de 13.2 kV, trifásica y equilibrada, típica de Latinoamérica. En relación a los parámetros adoptados para caracterizar la demanda, en la Tabla I se presentan los datos típicos de todos los usuarios agrupados por nodo y en conjunto con la Tabla II

se detallan las características de los usuarios típicos presentes en la red (residenciales, comerciales e industriales) para el año base (año cero). Se detallan además los factores de crecimiento anual, por tipo de usuario, previendo la instalación a partir del tercer año de un nuevo gran usuario industrial en el nodo C3 con una potencia prevista de 2 MW.

Respecto de los parámetros adoptados para la red de referencia, en la Tabla III se presentan los datos de las líneas de distribución primaria de MT, las cuales son líneas áreas con conductor de aleación de aluminio-acero (AlAc). En la red, además, hay cinco bancos de capacitores fijos, de 250 kVAr cada uno, ubicados en los nodos terminales de las líneas troncales L1.3, L1.4, L2.2, L3.4 y L4.4.

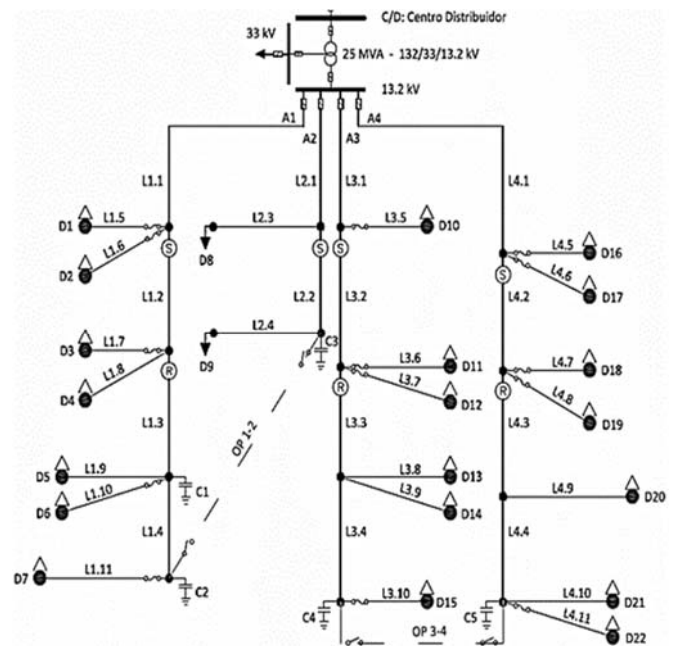


Fig. 2. Diagrama unifilar de la red en estudio

TABLA I  
DATOS DE USUARIOS POR NODOS DE DEMANDA

Tipo de Usuarios	Nodos "D" Demanda	Demanda Máx. [MW]	Cantidad Usu. x Nodo
Residencial	1 y 20	0.900	180
	10 y 16	0.900	190
	2 y 21	0.900	200
	15 y 17	0.900	210
	3 y 22	0.900	220
Comercial	18 y 19	0.700	12
	4, 7, 11, 12	0.900	20
Industrial	5 y 6	0.700	3
	13 y 14	0.900	5
	8 y 9	1.400	1

TABLA II  
CARACTERÍSTICAS DE LA DEMANDA POR TIPO DE USUARIO

Tipo de Usuario	Demanda Máxima		Factor Pot. (cos $\phi$ )	Factor de Crecimiento
	[MW]	%		
Residencial	9.00	45%	0.80	6%
Comercial	5.00	25%	0.90	4%
Industrial	6.00	30%	0.90	3%
$\Sigma$	20.00	100%		

TABLA III  
DATOS DE LÍNEAS ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA (13.2 KV)

Líneas ("L")	Tipo de Conductor	Cantidad de Líneas	Longitud [km]
1.1, 4.1, 2.2, 3.2	AlAc 95 mm <sup>2</sup>	4	1.000
2.1, 3.1, 1.2, 4.2	AlAc 95 mm <sup>2</sup>	4	1.200
1.3, 4.3, 3.4	AlAc 70 mm <sup>2</sup>	3	0.750
3.3, 1.4, 4.4	AlAc 70 mm <sup>2</sup>	3	0.600
1.9, 2.3, 2.4, 3.9, 4.9	AlAc 50 mm <sup>2</sup>	5	0.800
1.8, 3.8, 4.10	AlAc 50 mm <sup>2</sup>	3	0.750
1.6, 1.7, 1.11, 3.7, 4.8, 4.11	AlAc 35 mm <sup>2</sup>	6	0.800
1.10, 3.6	AlAc 35 mm <sup>2</sup>	2	0.750
1.5, 3.5, 3.10, 4.5, 4.6, 4.7	AlAc 35 mm <sup>2</sup>	6	0.600
<b>Total :</b>		<b>36</b>	<b>29.00</b>

Respecto los parámetros económicos, se adoptaron:

- CENS: 1500 USD/MWh
- CESMC: 300 USD/MWh, si  $1.05 < V \text{ (pu)} < 0.95$
- Precio de la energía eléctrica (para valorar las pérdidas): 100 USD/MWh y a diez años se estima en 200 USD/MWh
- Tasa de descuento: 12% anual
- Período de análisis: 10 años

Se asume que en el nodo C2 se conecta un generador eólico de 1.5 MW de potencia nominal, marca Fuhrlander modelo FL-1500/77 con velocidades de viento para el arranque de 3 m/s, nominal de 12 m/s y de parada de 20 m/s. En la Fig. 3 se muestra la curva de operación de este tipo de generador.

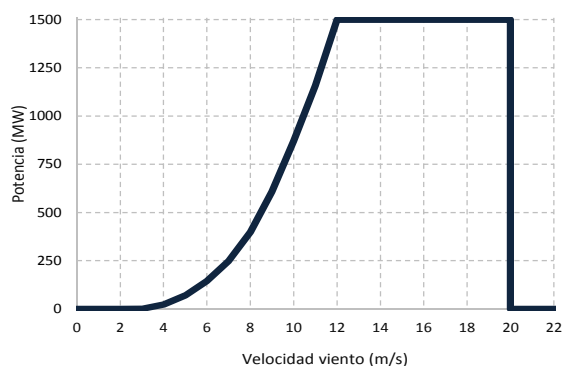


Fig. 3. Curva potencia-velocidad del generador eólico FL-1500/77

Respecto la GDR solar, se asume que solo un porcentaje de los usuarios residenciales instalan paneles fotovoltaicos en los techos de sus casas, del tipo de silicio monocristalino con una potencia nominal de 9 kW. Teniendo en cuenta su eficiencia, este tipo de generadores a lo máximo suelen alcanzar 2/3 de la potencia instalada (esto sería aproximadamente 6 KW de los 9 kW instalados). En un principio se asume que el 60% del total de los usuarios residenciales instalan GDR solar, lo que representa una potencia máxima de generación del orden de un 38% respecto la demanda máxima del C/D.

La región en estudio, la Provincia de San Juan en Argentina, presenta características climáticas diferentes entre el invierno y el verano. Lo que conduce a discriminar estacionalmente cada año de análisis, a raíz de las propias diferencias no solo en los

consumos de demanda sino también en los recursos renovables (viento y sol) y, por ende, en la potencia inyectada por las unidades de GDR. En las Fig. 4, 5 y 6 se presentan las curvas de potencia unitaria (pu) de generación eólica, solar y de demanda residencial, respectivamente; típicas de la región bajo análisis. Se presenta la demanda residencial por ser la principal componente de la demanda pico del C/D.

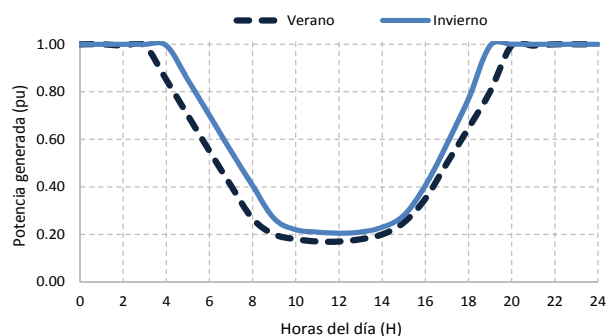


Fig. 4. Curvas diarias típicas de potencia GDR eólica

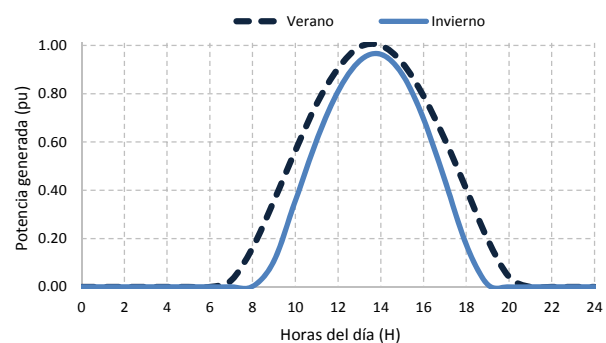


Fig. 5. Curvas diarias típicas de potencia GDR solar

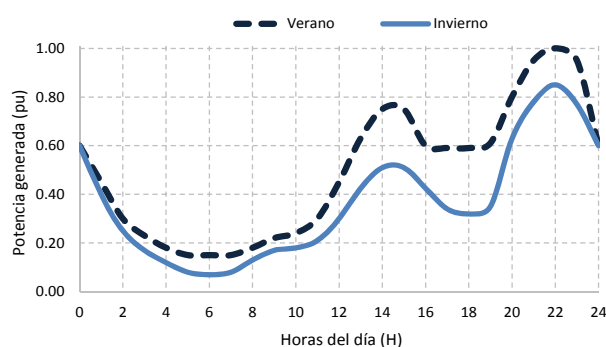


Fig. 6. Curvas diarias típicas de demanda residencial

Se ha asumido como Verano los meses de Octubre a Marzo y como Invierno los meses de Abril a Setiembre, considerando la misma cantidad de horas en cada estación (4380 H). A su vez, para cada estación en cada año de análisis, se ha sido subdividido cada día típico en seis escalones horarios para representar debidamente las diferentes características tanto de la demanda como de la GDR. Tales escalones se detallan en la Tabla IV, para los tres tipos de usuarios y la GDR solar y eólica, cada uno representándose unitariamente (pu) en relación a sus potencias máximas anuales.

TABLA IV  
ESCALONES HORARIOS QUE REPRESENTAN UN DÍA TÍPICO (PU)

Escalón	Horario	Ctad.	Res.	Com.	Ind.	Eólico	Solar
<i>Verano (Oct-Mar)</i>							
1	20-23	3 Hs	1.00	0.80	0.70	0.98	0.00
2	23-02	3 Hs	0.30	0.25	0.60	1.00	0.00
3	02-08	6 Hs	0.15	0.25	0.60	0.60	0.00
4	08-13	5 Hs	0.30	1.00	1.00	0.20	0.50
5	13-16	3 Hs	0.70	0.60	0.80	0.20	0.70
6	16-20	4 Hs	0.30	0.80	0.80	0.70	0.30
<i>Factor carga (Fc):</i>			<i>0.40</i>	<i>0.61</i>	<i>0.75</i>	<i>0.58</i>	<i>0.24</i>
<i>Invierno (Abr-Set)</i>							
7	20-23	3 Hs	0.85	0.65	0.70	1.00	0.00
8	23-02	3 Hs	0.21	0.18	0.55	1.00	0.00
9	02-08	6 Hs	0.10	0.18	0.55	0.70	0.00
10	08-13	5 Hs	0.21	0.90	0.95	0.22	0.40
11	13-16	3 Hs	0.51	0.45	0.75	0.22	0.65
12	16-20	4 Hs	0.21	0.65	0.75	0.80	0.20
<i>Factor carga (Fc):</i>			<i>0.30</i>	<i>0.50</i>	<i>0.71</i>	<i>0.62</i>	<i>0.20</i>

Para el estudio, primeramente se realizó un análisis de la red actual (sin inversiones) teniendo en cuenta el crecimiento de la demanda, obteniendo por ejemplo para el tercer año las curvas de potencia representadas en la Fig. 7. En la misma se puede observar el impacto de la GDR solar al disminuir la potencia de suministro desde el C/D en horarios diurnos del medio día; y respecto la GDR eólica, comentar que su máxima generación coincide en parte con horarios nocturnos del pico de demanda.

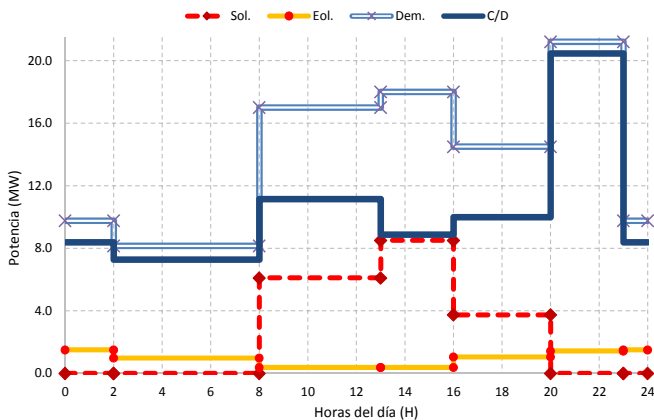


Fig. 7. Curvas diarias de potencia para el verano del año 3

El C/D posee un transformador de potencia de 25 MVA, cuyo límite de suministro de potencia activa es 20 MW, ello considerando un mínimo margen de reserva del 5%. Como plan de expansión de largo plazo, se cuenta con reforzar la potencia del C/D instalando un nuevo transformador de 25 MVA en el tercer año, siendo justamente cuando se prevé que ingrese el nuevo gran usuario industrial. Esta inversión de repotenciar el C/D es de 2.7 MUSD (millones de dólares). En la Tabla V se presentan resumidamente los costos esperados de la red actual (si no se hicieran inversiones) y de un plan óptimo de expansión considerando inversiones tradicionales; entre tales inversiones se considera repotenciar el C/D el año 3 y reforzar la capacidad de algunos alimentadores, principalmente el tramo de la línea L4.1 en el segundo año y otros tres tramos de líneas hacia el final del período de análisis.

A partir del análisis preliminar, se planteó la posibilidad de reemplazar o diferir la inversión del C/D (de capital intensivo) instalando sistemas de AED. Para ello se aplicó el modelo propuesto para optimizar la ubicación, tamaño y utilización de almacenadores de energía en la red bajo estudio. El costo de inversión de los almacenadores se estima en 1800 USD/kW, del tipo baterías AGM de plomo-ácido. En la Tabla VI, en la primera columna, se presenta el mejor plan de inversiones en AED obtenido en principio para reemplazar la inversión del transformador del C/D. Este plan consiste en instalar 3 almacenadores de 500 kW cada uno en los nodos finales de las líneas L4.4, L1.4 y L4.3 en los años 1, 2 y 3, respectivamente. Analizando a cinco años, el  $VP_{CT}$  de invertir en AED resulta ser similar al  $VP_{CT}$  del plan de inversiones tradicionales, siendo 17.85 MUSD uno y 17.52 MUSD el otro, respectivamente. Pero al décimo año aparecen otros problemas de capacidad que conducirían a repotenciar igual el C/D; por lo que se evaluó realizar un plan flexible de inversiones con la idea de diferir la inversión del C/D (un mix entre invertir en AED y repotenciar el C/D). En la segunda columna de la Tabla VI se presentan los costos del mejor plan flexible de expansión obtenido.

TABLA V  
COSTOS DE RED ACTUAL Y DEL PLAN DE EXPANSIÓN TRADICIONAL (MUSD)

	Red actual sin inversiones				Plan inversiones tradicionales			
	Año 1	Año 3	Año 5	Año 10	Año 1	Año 3	Año 5	Año 10
<i>Costos Operativos</i>								
ENS x Cap. Trafo	0	6.4	47.2	310.0	0	0	0	0
ENS x Cap. Líneas	5.5	23.7	57.9	275.2	0	0	0	0
ESMC x Tensión	0	8.5	14.2	48.2	0	0	0	0
Energía x Pérdidas	2.5	4.4	6.0	12.1	2.33	4.16	5.59	9.34
<i>Costos Inversiones</i>								
Líneas 95 mm <sup>2</sup>	0	0	0	0	0.03	0	0	0.09
Trafo 25 MVA	0	0	0	0	0	<b>2.70</b>	0	0
<i>V.Presente Costos T.</i>								
$VP_{CT}$ (a 5 años)	<b>171.4</b>				<b>17.52</b>			
$VP_{CT}$ (a 10 años)	<b>379.2</b>				<b>19.89</b>			

TABLA VI  
COSTOS DE INVERTIR EN AED Y DEL PLAN FLEXIBLE DE EXPANSIÓN (MUSD)

	Plan inversiones en AED					Plan flexible de inversión				
	Año 1	2	3	5	10	Año 1	2	3	6	10
<i>Costos Operativos</i>										
ENS x Cap. Trafo	0	0	0	0	238.7	0	0	0	0	0
ENS x Cap. Líneas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ESMC x Tensión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía x Pérdidas	2.49	2.98	4.06	5.47	9.34	2.49	2.98	4.06	6.02	9.34
<i>Costos Inversiones</i>										
Líneas 95 mm <sup>2</sup>	0	0	0.03	0	0.09	0	0	0.03	0	0.09
Trafo 25 MVA	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>2.70</b>	0
AED (almacenador)	<b>0.90</b>	<b>0.90</b>	<b>0.90</b>	0	0	<b>0.90</b>	<b>0.90</b>	<b>0.90</b>	0	0
<i>V.Presente Costos T.</i>										
$VP_{CT}$ (a 5 años)	<b>17.85</b>					<b>17.85</b>				
$VP_{CT}$ (a 10 años)	<b>97.58</b>					<b>20.68</b>				

Respecto el uso (utilización) de los almacenadores, por un lado, ambas baterías a instalarse en el cuarto alimentador (L4.4 y L4.3) almacenarán energía durante los períodos 4 y 6 (de 8 a 13 Hs y de 16 a 20 Hs, ver escalones en Tabla IV), para luego suministrar potencia en el período 1 coincidente con el pico de demanda (de 20 a 23 Hs); en verano e invierno. El alimentador 4 al ser mayoritariamente residencial posee una gran inyección de GDR solar, por ello se predispone almacenar energía en dos

de los tres períodos que hay disponibilidad de generación solar pero no así durante el período 5 (de 13 a 16 Hs) que resulta más útil inyectar a la red directamente la generación solar para disminuir el pico del medio día de la demanda y, por ende, disminuir la potencia de suministro del C/D en ese horario. Por su parte, el almacenador a instalarse en el alimentador 1 (L1.4) almacenará energía durante los períodos 3 y 6 (de 2 a 8 Hs y de 16 a 20 Hs), y suministrará potencia en el mismo período 1 de demanda pico; teniendo en cuenta que en tal alimentador se encuentra conectado el generador eólico.

Observando la Tabla VI, si bien realizando el plan flexible de inversiones en AED, difiriendo la repotenciación del C/D al sexto año, se obtendrían  $VP_{CT}$  levemente superiores respecto realizar un plan de inversiones tradicionales; pero la mayor flexibilidad se daría si algunas condiciones a futuro no resultan ser las estimadas. Esto es, ante la presencia de incertidumbre en algunos parámetros, como ser el crecimiento de la demanda y la cantidad de inyección de potencia desde la GDR solar y eólica, se contaría con mayor flexibilidad económica-financiera si se instalan sistemas de AED los primeros años hasta tanto se resuelvan tales incertezas. Para valorar la flexibilidad, se realizó un análisis de sensibilidad de los parámetros mencionados. En la Tabla VII se presentan los diferentes casos analizados con sus principales resultados obtenidos.

TABLA VII  
ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN:  
CASOS A) INVERSIONES TRADICIONALES; CASOS B) INVERSIONES EN AED

Escenarios	Caso	$VP_{CT}$	
		a 5 años	a 10 años
1. Caso base: Crec.Dem $\approx$ 5% (prom.) ; Gen.Sol. = 60% Usu.Res. ( $\approx$ 38% Dem.) ; Gen.Eol. max = 1.5 MW ( $\approx$ 7% Dem.Max)	1.a	17.52	19.89
	1.b	17.85	20.68
2. Crec.Dem $\approx$ 4% (-1% resp. Caso1)	2.a	16.58	19.00
	2.b	16.08	18.39
3. Crec.Dem $\approx$ 3% (-2% resp. Caso1)	3.a	16.21	18.35
	3.b	15.73	17.76
4. Crec.Dem $\approx$ 6% (+1% resp. Caso1)	4.a	18.21	21.78
	4.b	17.96	21.33
5. Crec.Dem $\approx$ 7% (+2% resp. Caso1)	5.a	24.74	28.76
	5.b	20.70	24.52
6. Gen.Sol. = 50% Usu.Res. ( $\approx$ 30% Dem.) ; -10% resp. Caso1	6.a	17.70	20.74
	6.b	17.02	19.91
7. Gen.Sol. = 40% Usu.Res. ( $\approx$ 23% Dem.) ; -20% resp. Caso1	7.a	18.13	21.27
	7.b	17.48	20.48
8. Gen.Sol. = 70% Usu.Res. ( $\approx$ 42% Dem.) ; +10% resp. Caso1	8.a	17.21	20.12
	8.b	16.92	19.64
9. Gen.Sol. = 80% Usu.Res. ( $\approx$ 48% Dem.) ; +20% resp. Caso1	9.a	17.13	20.02
	9.b	16.79	19.48
10. Gen.Eol. max = 1.0 MW ( $\approx$ 5% Dem. max) ; -33% resp. Caso1	10.a	17.81	20.85
	10.b	17.11	20.00
11. Gen.Eol. max = 3.0 MW ( $\approx$ 15% Dem. max) ; doble resp. Caso1	11.a	16.99	19.79
	11.b	16.93	19.58

Así por ejemplo, observando la Tabla VII, ante un menor crecimiento de la demanda se pueden instalar solo 2 de los 3 almacenadores e incluso diferir la repotenciación del C/D hasta

el séptimo año, obteniendo menores  $VP_{CT}$  (casos 2.b y 3.b) respecto el plan de inversiones tradicionales (casos 2.a y 3.a). Si el crecimiento de la demanda fuera mayor al esperado, el mismo plan flexible de la Tabla VI resultaría obtener menores  $VP_{CT}$  (casos 4.b y 5.b). Similarmente ocurriría si la cantidad de generación solar y/o eólica no fuera la esperada, al invertir en AED se obtendrían menores costos totales; ya sea instalando una mayor o menor capacidad de AED o relocalizando los almacenadores en diferentes nodos de la red acorde las necesidades (dado que se pueden mover con cierta facilidad).

#### IV. CONCLUSIONES

Se ha presentado un modelo que sirve como herramienta (soporte) para el desarrollo de inversiones en almacenadores de energía eléctrica en redes de distribución, considerando una alta inyección de potencia de generación distribuida del tipo solar y eólica. El modelo optimiza la ubicación, tamaño (capacidad) y utilización (uso) de los almacenadores, aplicando el algoritmo heurístico de optimización EPSO.

Se ha aplicado el modelo en una red típica de distribución de la región de Cuyo en Argentina; almacenando energía en períodos de valle y resto de demanda para, luego, suministrar potencia en horarios de demanda pico. Si bien la inversión en sistemas de AED no podría competir directamente con las inversiones tradicionales de expansión en distribución; pero se ha demostrado que su mayor ventaja es la flexibilidad que le puede brindar a la planificación de la expansión, adaptándose a las circunstancias futuras con menores costos totales.

#### REFERENCIAS

- [1] M. Molina, *Emerging Advanced Energy Storage Systems: Dynamic Modeling, Control and Simulation*, Nova Science Publishers Inc., New York, EE.UU., 1st Ed., 2013.
- [2] "Report of the Basic Energy Sciences Workshop on Electrical Energy Storage", Department of Energy, USA, July 2007.
- [3] C. Naish, et al., "Outlook of Energy Storage Technologies," *Study of the European Parliament - Policy Department of Economic and Scientific Policy*, Info: IP/A/ITRE/FWC/2006-087/Lot 4/C1/SC2, 2008.
- [4] H. Willis, *Power Distribution Planning Reference Book*, 2nd Ed. New York, NY, USA: Marcel Dekker, 2004.
- [5] S. Haffner, L. A. Pereira, L. Pereira, and L. Barreto, "Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation - Part I: Problem formulation," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 23, no. 2, pp. 915–923, Apr. 2008.
- [6] D. Wang, L. Ochoa, and G. Harrison, "Modified GA and data envelopment analysis for multistage distribution network expansion planning under uncertainty," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 2, pp. 897–904, May 2011.
- [7] M. Samper, and A. Vargas, "Investment decisions in distribution networks under uncertainty with distributed generation - Part I: Model formulation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2331–2340, Aug 2013.
- [8] V. Miranda, H. Keko, and A. Jaramillo, "EPSO: Evolutionary Particle Swarms," *Eds. Springer, Advances in Evolutionary Computing for System Design*, Vol. 66, pp. 139–167, 2007.