

# Tarifación Dinámica de Redes Inteligentes de Distribución Usando Optimización Multiobjetivo

J.P. Palacios<sup>1</sup> M. Samper<sup>2</sup> A. Vargas<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Universidad Técnica de Manabí

E-mail: [jppalacios@utm.edu.ec](mailto:jppalacios@utm.edu.ec)

<sup>2</sup>Instituto de Energía Eléctrica-CONICET

E-mail: [msamper@iee.unsj.edu.ar](mailto:msamper@iee.unsj.edu.ar), [avargas@iee.unsj.edu.ar](mailto:avargas@iee.unsj.edu.ar)

## Resumen

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS) y la Respuesta a la Demanda (DR) son tecnologías que pueden proporcionar beneficios económicos al Operador de la Red de Distribución (DNO) y a los clientes residenciales. Consideramos un escenario de Redes Inteligentes de Distribución en el que los prosumidores pueden programar su demanda flexible y almacenar la energía suministrada desde la red de distribución y de paneles fotovoltaicos propios con la ayuda de Sistemas de Gestión de Energía Residencial (HEMS) que maximiza sus beneficios en respuesta a una tarifa eléctrica horaria dinámica de 24 horas. El DNO puede beneficiarse de los recursos energéticos de los prosumidores si se les incentiva a programar su consumo flexible y ESS para aliviar la red de distribución en momentos de alta congestión o cuando el precio del mercado mayorista de electricidad es alto. En este trabajo se propone optimizar una tarifa dinámica de precios del día siguiente para las 24 horas con el fin de maximizar el beneficio social diario del DNO y prosumidores (es decir, reducir al mínimo los costos de operación del DNO y maximizar la utilidad de los prosumidores). Los problemas de optimización de los prosumidores y del DNO se resuelven en forma distribuida utilizando técnicas de optimización matemática y heurística.

**Palabras clave**— Recursos Energéticos Distribuidos, Respuesta de la Demanda, Sistemas de Almacenamiento de Energía, Redes Inteligentes, Tarifación Dinámica, Optimización Matemática, Optimización Heurística

## Abstract

Energy storage systems (ESS) and Demand Response (DR) technologies can provide economic benefits to Distribution Network Operator (DNO) and residential clients. We consider a scenario of a Distribution Smart Grid where prosumers can schedule their flexible demand and store energy supplied from the distribution grid and from own PV panels with the aid of Home Energy Management Systems (HEMS) that maximize its benefits in response to a 24 hour dynamic pricing. DNO can benefit from prosumers' energy resources, if prosumers are incentivized to schedule their consumption and ESS to alleviate the distribution network in times of high congestion or when the wholesale electricity market price is high. We propose to optimize a 24 hour day-ahead dynamic pricing in order to maximize the daily social benefit of DNO and prosumers (i.e. minimize DNO operation costs and maximize prosumers' utility). We tackle the proposed problem by solving the prosumers' and DNO optimization problems in a distributed manner using both mathematical and heuristic optimization techniques.

**Index terms**— Distributed Energy Resources, Demand Response, Energy Storage Systems, Smart Grids, Dynamic Pricing, Mathematical Optimization, Heuristic Optimization

Recibido: 21-10-2015, Aprobado tras revisión: 24-12-2015.

Forma sugerida de citación: Palacios, J.P.; Samper, M. y Vargas, A. (2016). "Tarifación Dinámica de Redes Inteligentes de Distribución usando Optimización Multiobjetivo". Revista Técnica "energía". N° 12, Pp. 321-330.

ISSN 1390-5074.

## 1. INTRODUCCION

Debido al progresivo abaratamiento del costo de las tecnologías de energías renovables, así como de las tecnologías de medición y de comunicación, en la actualidad se están implementando redes inteligentes de distribución que incorporan un alto número de recursos energéticos distribuidos (DER).

La integración de un alto número de DER a las redes de distribución representa un gran desafío a los ingenieros en términos del funcionamiento de la red de distribución debido principalmente a las siguientes razones [1]:

- a) La potencia de salida de paneles fotovoltaicos (PV) es difícil de predecir, ya que es altamente dependiente de las condiciones meteorológicas;
- b) la potencia diaria de paneles PV tienen una alta relación pico-valor medio y pueden causar altas pérdidas y congestiones en momentos de generación pico;
- c) el perfil de demanda diario no coincide con el perfil de generación de los paneles PV.

En este trabajo se tratará esencialmente el tercer desafío. Para ello se considera que los *prosumidores* [2], clientes residenciales capaces de generar y almacenar sus propios recursos energéticos, tienen baterías instaladas para almacenar la energía de sus paneles fotovoltaicos o de la red de distribución durante las horas de demanda valle para auto-consumirla o inyectarla a la red en horas de demanda pico.

Lo novedoso de este trabajo es que se propone incentivar a los prosumidores a despachar sus cargas flexibles y baterías en respuesta a una tarifa dinámica de 24 horas. En respuesta a la tarifa, el mismo cliente a través de su HEMS decidirá sobre la programación óptima de sus recursos para maximizar su propio beneficio. Notablemente, la tarifa dinámica debe ser optimizada previamente para maximizar el beneficio diario tanto de los prosumidores como del DNO, este último representado por los costos de congestión de la red de distribución, regulación de la tensión y los costos del suministro de energía a los clientes.

Debido a la complejidad que representa resolver el problema de optimización descrito considerando un alto número de DERs dentro de la red de

distribución, se propone dividirlo en problemas de menor escala, esto es resolver los problemas de optimización de prosumidores y del DNO de manera distribuida.

Se prevé que en el paradigma de las Redes Inteligentes de Distribución, cada DNO tendrá la responsabilidad de establecer un precio óptimo que beneficie sus propios intereses como así también aquellos de los prosumidores.

Este trabajo está estructurado de la siguiente manera. En la sección II se analizan diferentes tecnologías de almacenamiento en términos de su usabilidad en redes de distribución. En la sección III se presentan ejemplos de programas de respuesta de la demanda y tarifas dinámicas implementadas actualmente en países desarrollados. En la sección IV se presenta el modelo de prosumers a emplearse. En la sección V se presenta la formulación del problema de optimización del DNO. En la sección VI se presenta el problema de optimización multiobjetivo que minimiza los costos para el DNO y Prosumidores así como el algoritmo de solución a emplearse. En la sección VII se presentan los resultados numéricos obtenidos empleando la metodología propuesta. Por último en la sección VIII se presentan conclusiones y recomendaciones del trabajo.

## 2. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA

Como se muestra en la Fig. 1, un amplio conjunto de tecnologías de almacenamiento de energía está disponible para el apoyo de los DER: baterías electroquímicas, baterías de flujo y ruedas volantes. Todas ellas pueden ofrecer las características necesarias de potencia y capacidad de almacenamiento, pero están restringidos en cuanto a la viabilidad en uso. Se pueden encontrar comparaciones entre diferentes tipos de tecnologías de almacenamiento en [3] which has shown remarkable growth worldwide, can rarely provide immediate response to demand as these sources do not deliver a regular supply easily adjustable to consumption needs. Thus, the growth of this decentralized production means greater network load stability problems and requires energy storage, generally using lead batteries, as a potential solution. However, lead batteries cannot withstand high cycling rates, nor can they store large amounts of energy in a small volume. That is why other types of storage technologies are being developed

and implemented. This has led to the emergence of storage as a crucial element in the management of energy from renewable sources, allowing energy to be released into the grid during peak hours when it is more valuable. The work described in this paper highlights the need to store energy in order to strengthen power networks and maintain load levels. There are various types of storage methods, some of which are already in use, while others are still in development. We have taken a look at the main characteristics of the different electricity storage techniques and their field of application (permanent or portable, long- or short-term storage, maximum power required, etc., [4] y [5]. La ventaja del uso baterías electroquímicas es que proporcionan fácil escalabilidad en términos de potencia y energía almacenada. Por sus características, en este trabajo consideramos un tipo general de baterías electroquímicas.

Para el funcionamiento adecuado de las baterías es necesario revisar sus características y restricciones operativas. El uso de una batería incurre en pérdidas durante su carga y descarga, debido principalmente a pérdidas en los convertidores. Estas pérdidas están representadas por la eficiencia de carga y descarga. Los ciclos altos de carga y descarga en las baterías pueden causar el envejecimiento prematuro de las celdas, por lo que estas variables deben limitarse a niveles adecuados. Por último, el estado de carga de la batería evoluciona de sus estados anteriores debido a los ciclos de carga y descarga. Esta variable también debe restringirse a los límites mínimos y máximos de capacidad de almacenamiento. Estas consideraciones se tomarán en el modelo prosumidor, que se define en la sección 5.

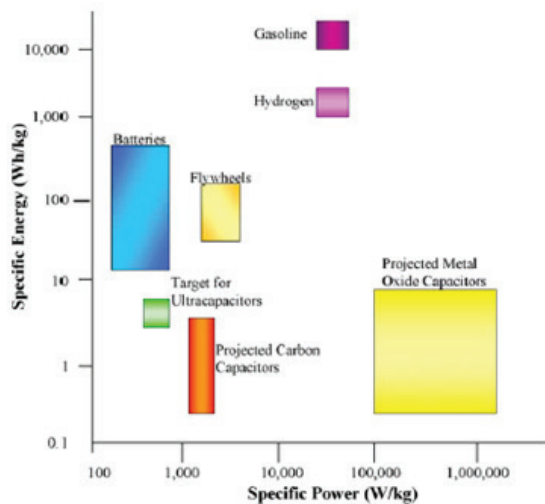


Figura 1: Comparación de potencia y energía específica de varias tecnologías [4]

### 3. PROGRAMAS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA Y TARIFAS DINÁMICAS

Una herramienta que ha sido tradicionalmente utilizada para influir a la demanda de cualquier bien es su costo. Entre las tarifas típicamente utilizadas para influir en la demanda eléctrica se tienen: Bloque inclinante (*Inclining Block-IB*), tiempo de uso (*Time of use-TOU*), precio de pico crítico (*CriticalPeak Price-CPP*) y descuento en tiempo de pico (*Peak time rebate-PTR*).

Las tarifas IB se diseñan para reducir el consumo mensual o diario de energía eléctrica y no el pico de demanda. Las tarifas TOU cambian de acuerdo a cierta programación temporal. Son frecuentes tarifas TOU con tres niveles de precio correspondientes a demanda valle, pico y resto. Estas tarifas pretenden desplazar la demanda lejos de la demanda pico, pero no son lo suficientemente flexibles ya que se fijan con mucho tiempo de anticipación y permanecen constantes. Las tarifas CPP definen un precio muy alto por la energía en condiciones de un pico extremo de demanda, para contribuir en mejorar las condiciones operacionales de la red de distribución en cuasi tiempo real.

Hoy en día, los DNO involucrados en programas de gestión de demanda, pueden cobrar la energía eléctrica vendida al precio de mercado de tiempo real [6] o del día siguiente [7] (más otros costos operacionales menores), esto por dos razones: Para enviarle al cliente final señales reales del costo del suministro de energía eléctrica y para incentivar la respuesta del cliente a tales precios. Cada estructura de precios impone requerimientos específicos de los sistemas de medición y de gestión de la energía a ser implementado. En el caso del precio de tiempo real, debido al corto tiempo entre el anunciamiento y la ejecución de los precios y por la falta de una previsión de los precios en un horizonte temporal adecuado, se complica la programación anticipada de la gestión de sus recursos energéticos, si no se dispone de un mecanismo de pronóstico de los precios de tiempo real. Por este motivo este trabajo se encuentra enfocado en optimizar una tarifa dinámica horaria para el día siguiente.

En la Fig. 2 se muestra una herramienta informativa de Comed (USA) que brinda a los clientes un pronóstico de precios de tiempo real para las 24 horas. Se puede observar diferencias considerables entre los precios de tiempo real pronosticados y actuales.



Figura 2: Precios de tiempo real actuales (gráfico azul) y pronosticados (gráfico rojo) de Comed (USA) [6]

Una visión general del estado del arte de la gestión de la energía eléctrica en respuesta a tarifas dinámicas en clientes residenciales y sus tecnologías habilitantes se puede encontrar en [8].

#### 4. MODELO DEL PROSUMIDOR

En este capítulo se presenta el esquema del modelo de prosumidor estudiado. La convención de signos en la Fig. 3 se utiliza como referencia a lo largo de todo el artículo. Los principales componentes del modelo prosumidor son el panel fotovoltaico, el almacenamiento de energía de las baterías, las cargas de los usuarios, la red de distribución, y los convertidores de electrónica de potencia. El parámetro SOC es el valor del estado de carga de las baterías.

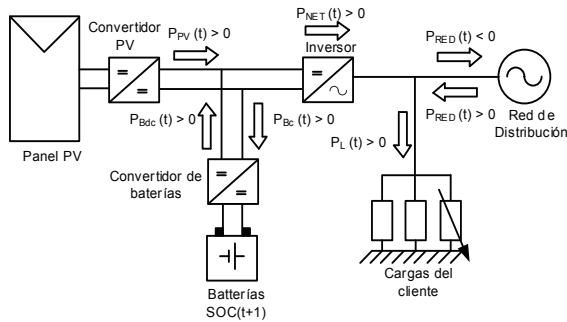


Figura 3: Dirección potencia y convención de signos del modelo del prosumidor

El problema de optimización del prosumidor está definido por las ecuaciones (1) - (8). El objetivo de (1) es minimizar los costos por compra de energía del prosumidores (o maximizar su beneficio). El prosumidor puede satisfacer sus necesidades de electricidad mediante el autoconsumo de la energía que produce o por la compra energía a la red de distribución. El prosumidor también puede vender su excedente de energía y/o energía almacenada a la red de distribución. Las variables de control de este problema son  $P_{Bc,i,t}$  y  $P_{Bd,i,t}$  para  $t \in 1 \dots T$  (24 horas). Dado que el prosumidor no es capaz de programar manualmente su demanda flexible ni los ciclos de carga/descarga

de las baterías consideramos que un HEMS realiza esta tarea en su lugar.

El primer miembro de (1) es el costo de compra o ingreso por venta de energía al DNO al precio de la electricidad  $X_{PRECIO,t}$ , dependiendo del signo de la variable  $P_{RED,i,t}$ . La preferencia del cliente al precio se modela empleando el concepto de función de utilidad de la microeconomía [9]. La función de utilidad  $U(P_{EL,i,t}, \omega_i)$  en (1) representa el nivel de satisfacción que obtiene el cliente por su consumo de energía ( $P_{EL}$ ). El parámetro  $\omega_i$  representa las diferentes preferencias de cada usuario  $i$ . Consideramos en este trabajo una función de utilidad cuadrática correspondiente a un beneficio marginal lineal decreciente (8), que modela con bastante precisión el comportamiento de los usuarios de energía eléctrica [10].

La ecuación (2) define la energía absorbida o inyectada a la red de distribución. La ecuación (3) define la potencia neta del conjunto panel fotovoltaico-baterías. De acuerdo con la convención de signos, las ecuaciones (2), (3) y (7) formulan el balance de potencia del modelo del prosumidor.

Las limitaciones en el modelo prosumidor son las restricciones físicas formuladas por (4) - (6). Estas restricciones se establecen para limitar la degradación y el envejecimiento de las baterías. El estado de carga de las baterías depende de los ciclos de carga y descarga precedentes, tal como se formula en (7). En las ecuaciones (1) - (7),  $i \in B$  representa el conjunto de prosumidores con baterías, paneles PV y demanda flexible, es decir que cada prosumidor debe resolver el problema de optimización presentado.

$$\min PR_i = \Delta t \sum_{t=1}^T P_{RED,i,t} X_{PRECIO,t} - U_{i,t}(P_{EL,i,t}, \omega_i) \quad (1)$$

$$P_{RED,i,t} = P_{EL,i,t} + P_{INEL,i,t} - P_{NET,i,t} \quad (2)$$

$$P_{NET,i,t} = P_{PV,i,t} - P_{Bc,i,t} + P_{Bdc,i,t} \quad (3)$$

$$SOC_{min,i} \leq SOC_{t+1,i} \leq SOC_{max,i} \quad (4)$$

$$P_{cmin} \leq P_{Bc,i,t} \leq P_{cmax} \quad (5)$$

$$P_{dcmin} \leq P_{Bdc,t} \leq P_{dcmax} \quad (6)$$

$$SOC_{t+1,i} = SOC_{t,i} + \Delta t(\eta_c P_{Bc,t,i} - P_{Bdc,t,i}/\eta_{dc}) \quad (7)$$

$$U(P_{EL}, \omega_i) = \begin{cases} \omega_i P_{EL} - \frac{\alpha_i}{2} P_{EL}^2 & \text{si } 0 \leq P_{EL} \leq \frac{\omega_i}{\alpha_i} \\ \frac{\omega_i}{2\alpha_i} & \text{si } P_{EL} \geq \frac{\omega_i}{\alpha_i} \end{cases} \quad (8)$$

El problema de optimización del prosumidor es convexo no lineal y puede ser resuelto empleando el algoritmo conocido como Programación Cuadrática Secuencial (SQP) [11].

## 5. MODELO DEL DNO

El DNO busca operar su red de la manera más económica posible. El DNO compra de energía en el mercado eléctrico (EM) al correspondiente precio marginal locacional (LMP) en su nodo de frontera. Suponemos que los precios LMP (\$/kWh) para cada hora del día quedan establecidos el día anterior.

Se considera que la regulación vigente permite al DNO incentivar el uso óptimo de los recursos de los prosumidores y los propios mediante una tarifa dinámica de precios. La tarifa dinámica  $X_{PRECIO t}$  especifica el precio al cual se comercializa la energía eléctrica dentro del área de concesión del DNO y es la variable que deseamos optimizar.

El interés del DNO consiste en comprar de energía del EM y prosumidores para proporcionar energía a sus clientes a mínimo costo, cumpliendo con las regulaciones de calidad y de continuidad del servicio eléctrico, las que exigen que la magnitud de tensión en las barras de carga de la red de distribución se encuentren dentro de rangos admisibles, y que la demanda sea servida en todo momento, respectivamente. El incumplimiento de tales regulaciones dará lugar a altas sanciones económicas para el DNO como se explicará en la sección 5.1.

### 5.1. Problema de Optimización del DNO

El problema de optimización del DNO está definido por (10). El primer término se refiere al costo de la compra de energía a la EM del DNO. Los términos segundo y tercero se refieren a los costos de penalización por suministro de energía con mala calidad y por falta de continuidad. La falta de continuidad del servicio eléctrico debido a la congestión de la red está representada por el costo de la energía no suministrada  $C_{ENS t}$ . El cuarto término se refiere a la venta o compra de energía eléctrica de los prosumidores.

$$\min DC = \Delta t \sum_{t=1}^T \left[ \left( C_{EM t} + C_{PQ t} + C_{ENS t} \right) - \sum_{i=1}^B P_{RED i,t} X_{PRECIO t} \right] \quad (9)$$

Los tres primeros términos de (9) se pueden evaluar por medio de un flujo óptimo de potencia (OPF) definido por (10) y por las restricciones (14) y (15).

$$\min C_{OPF} = \Delta t \sum_{t=1}^T C_{EM t} + C_{PQ t} + C_{ENS t} \quad (10)$$

El primer término de (10) puede ser modelado como un generador conectado en el nodo frontera con el EM, con una función de costo lineal. Este generador puede suministrar potencia activa y reactiva a la red de distribución, pero sólo se le remunera por la potencia activa inyectada como se formula en (11).

$$C_{EM t}(P_{EM,t}) = P_{EM,t} LMP_t \quad (11)$$

El segundo término de (10) puede ser modelado como un conjunto de generadores ficticios conectados a los nodos de carga. Cuando la regulación de calidad no es cumplida, estos generadores regulan la tensión por medio de compensación de potencia reactiva con una función de costo lineal como se formula en (12). La ecuación (12) es una función de  $Q_{PQ t,j}$ , el déficit de compensación de potencia reactiva para mantener niveles aceptables de tensión. Estos generadores ficticios sólo pueden entregar potencia reactiva a la red de distribución a un costo  $C_{PQ t,j}$ . El costo de penalización para el suministro de energía con baja calidad en el tiempo  $t$  es

$$C_{PQ t}(Q_{PQ t,j}) = \sum_{j \in G_{PQ}} C_{PQ t,j} Q_{PQ t,j} \quad (12)$$

El tercer término de (10) también puede ser modelado como un conjunto de generadores ficticios conectados a nodos de carga. Cuando la demanda no pueda ser abastecida debido a la congestión de la red, estos generadores pueden “suministrar” localmente déficit de potencia activa a un costo de penalización. El costo de penalización por energía no suministrada debido a congestión de la red en el tiempo  $t$  es

$$T_m - T_e = B \omega_r + J \frac{d\omega_r}{dt} \quad (13)$$

Las restricciones de tensión y flujo de potencia se formulan por (14) y (15) respectivamente. De acuerdo con (15), el flujo de energía en la línea puede ser bidireccional debido a que los DER pueden provocar cambios en la dirección del flujo normal de potencia. Las restricciones (14) y (15) están fuertemente relacionadas con las ecuaciones (12) y (13) respectivamente.

$$V_{min} < V_j < V_{max} \quad \forall j \in \text{Nodos de carga} \quad (14)$$

$$f_{max} < |f_l| < f_{max} \quad \forall l \in \text{Líneas} \quad (15)$$

Como se dijo anteriormente, el DNO debe evitar los altos costos de penalización. Para nuestro análisis consideraremos que comparativamente  $LMP_t \ll C_{PQ,t,j} \ll C_{ENS,t,j}$ .

Puesto que hay conflictos entre las funciones objetivo de prosumidores y DNO, la mejora en la minimización de una función objetivo puede empeorar la otra, y por lo tanto una solución única que optimice ambos objetivos simultáneamente no se puede encontrar. En este trabajo ha utilizado un método de optimización multiobjetivo evolutivo para encontrar un conjunto de soluciones óptimas de Pareto, para determinar finalmente, una tarifa dinámica de precios de 24 horas para el día siguiente.

## 6. OPTIMIZACIÓN MULTI OBJETIVO

### 6.1. Formulación del Problema

Mediante el uso de la optimización multiobjetivo, el DNO puede evaluar las ventajas y desventajas de un conjunto de tarifas dinámicas óptimas según Pareto [12]. De este conjunto podría elegir una tarificación justa que incentive a los prosumidores a gestionar óptimamente sus recursos. El problema de optimización multiobjetivo DNO/prosumidor puede ser definido por (16) en donde la función  $F$  es un vector con las funciones objetivo (1) y (9) como argumento. El primer argumento de (16) es la sumatoria de las funciones objetivo de los prosumidores.

$$\left. \begin{aligned} \min F(X_{PRECIO\ t}) &= (\sum_{i \in B} PR_i, DC) \\ \text{s.t. } X_{P\ min} &< X_{PRECIO\ t} < X_{P\ max} \\ &\forall t \in 1 \dots 24 \end{aligned} \right\} \quad (16)$$

Para resolver este problema, se emplea un algoritmo genético elitista controlado (una variante de NSGA-II [12]). El espacio de decisión está formado por todos los valores posibles de  $X_{PRECIO\ t}$  ( $t \in 1 \dots 24$ ) que son factibles de acuerdo dentro de las restricciones (16). Una solución candidata se representa con un cromosoma dentro del algoritmo genético. Cada cromosoma en este problema está formado por un conjunto de 24 variables continuas que representan la tarifa dinámica. Dos variables continuas representan las funciones objetivo del DNO y prosumidores. Como resultado de esta optimización se obtiene un gran conjunto de soluciones óptimas de Pareto, que serán utilizados para una frontera de Pareto que contendrá los mínimos de las funciones objetivo del DNO y del prosumidor.

### 6.2. Algoritmo de Optimización Propuesto

El objetivo de la optimización multiobjetivo es encontrar un conjunto de soluciones Pareto óptimas para las tarifas dinámicas. En la Fig. 3 mostramos un diagrama de la metodología propuesta.

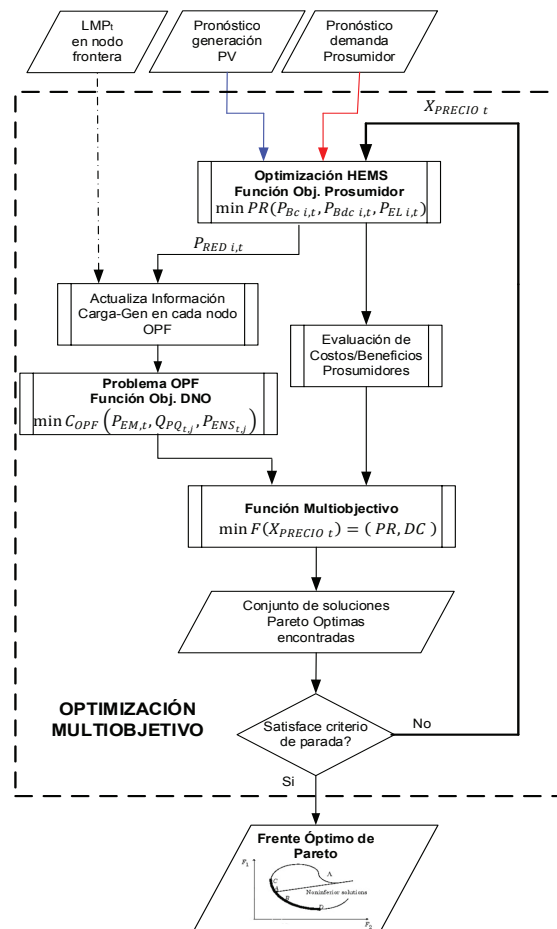


Figura 4: Diagrama de la metodología de optimización propuesta

**Algoritmo:**

1. El algoritmo genético genera un conjunto de soluciones candidatas factibles.
2. El conjunto de soluciones factibles se evalúa en el problema de optimización de los Prosumers (1). Los HEMS realizan la programación de la carga y descarga de las baterías así como de la gestión de la demanda flexible. En este literal se obtiene  $P_{RED\ i,t}$
3. Se actualiza la información de carga/generación de los prosumidores  $P_{RED\ i,t}$  (dependiendo de su signo), para ser utilizado como entrada del problema de OPF del DNO.
4. El problema de OPF (10) se resuelve y se obtienen las variables  $P_{EM,t}, Q_{PQ_{i,j}}, P_{ENS_{t,k}}$ . Estos resultados se usan para evaluar la función objetivo del DNO (9).
5. El algoritmo genético evalúa el conjunto de soluciones candidatas factibles y escoge las mejores soluciones que minimizan ambos objetivos.
6. El algoritmo finaliza cuando la mejora promedio de la solución actual respecto a la anterior es menor que un valor predefinido ( $1e-3$ ), en caso contrario se regresa al literal 1.

**7. RESULTADOS NUMÉRICOS**

Como un caso de prueba, se ha considerado el alimentador de prueba IEEE de 13 nodos modificado [16] en 13,2 kV como en la Fig. 5. El Nodo 650 es el nodo frontera con el mercado eléctrico. En este sistema se consideran conectados 70 prosumidores y 140 clientes tradicionales con demanda inelástica que no entran en el problema de optimización pero intervienen en la congestión de la red. Los prosumidores están distribuidos uniformemente en los 7 nodos de carga (645, 646, 633, 675, 680, 652 y 611).

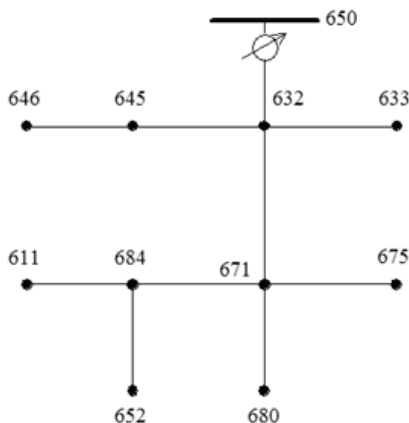


Figura 5: Alimentador de prueba IEEE 13 modificado [13]

El parámetro  $\omega_i$  se modela como un número aleatorio en el intervalo [9, 12] y  $\alpha_i=5$ . Estos valores son congruentes con el comportamiento de clientes residenciales [10]. En cuanto a las baterías consideramos que se encuentran totalmente descargadas a las 0:00. El estado de carga de las baterías se limita entre 0.1 y 5 kWh y pueden cargarse/descargarse a una potencia máxima de 1kW.

Se considera una carga con pico de demanda de 368 kW a las 17:00 y un nivel de generación pico de paneles fotovoltaicos de 95 kW a las 15:00 aproximadamente. En las Fig. 6 y 7 se muestran los perfiles de demanda y generación agregados de cada nodo.

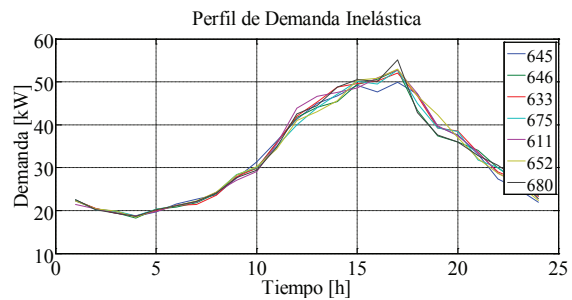


Figura 6: Perfil agregado de la Demanda Inelástica Nodal

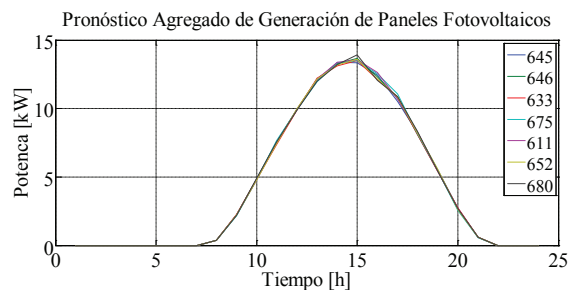


Figura 7: Perfil agregado de la Generación Fotovoltaica Nodal

En la Fig. 8 se muestra la Frontera de Pareto obtenida utilizando el algoritmo de optimización presentado. También en esta figura se muestran los resultados de los objetivos obtenidos si tuvieran que responder a la tarifa LMP del mercado eléctrico. La respuesta a la tarifa LMP no es óptima ya que se encuentra por encima de la frontera de Pareto.

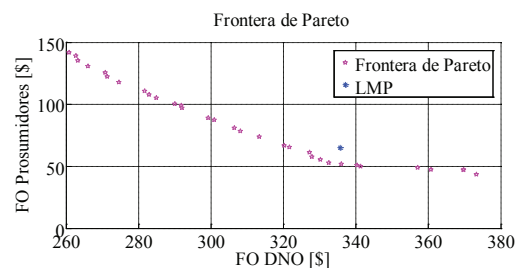


Figura 8: Frontera de Pareto y Resultado de la tarifa LMP

De la frontera de Pareto escogemos una solución que mejore la respuesta de la tarifa LMP. Se escoge la solución que corresponde a 332,50 [\$] para la FO del DNO y 52.90 [\$] para las FO del conjunto de prosumidores. A esta solución le denominaremos  $X_{PRECIO t}^*$ . En la Fig. 9 se muestran las tarifas LMP y  $X_{PRECIO t}^*$ . Como se muestra en la Fig. 9, el incentivo de  $X_{PRECIO t}^*$  consiste en reducir el precio de la tarifa eléctrica en demanda valle e incrementarlo en pico. De esta manera el cliente responderá consumiendo menos y utilizando sus recursos energéticos en demanda pico.

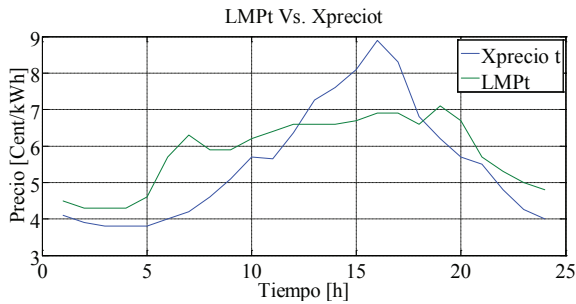


Figura 9: Tarifas LMP y  $X_{PRECIO t}^*$ .

En la Fig. 10 se muestra la potencia agregada nodal de prosumidores en cada nodo de carga. El pico de demanda de los prosumers se desplaza a horas de la mañana en que los HEMS programan la carga de baterías y otras cargas flexibles como por ejemplo vehículos eléctricos, además se puede observar la reducción de la potencia nodal de prosumidores debido a la disminución de demanda y/o autoconsumo de energía provocado por el pico de precios de las 16:00.

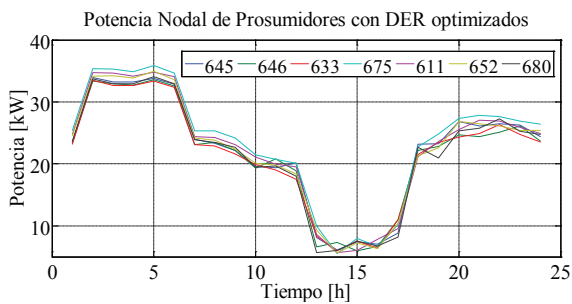


Figura 10: Potencial Nodal de Prosumidores con DER optimizados

En la Fig. 11 se muestra que en respuesta a la tarifa dinámica, los prosumidores cargan sus baterías en horas de la mañana para utilizar la energía almacenada entre las 12:00 y 17:00, hora en la cual quedan descargadas al mínimo permitido  $SOC_{min,i}$ .

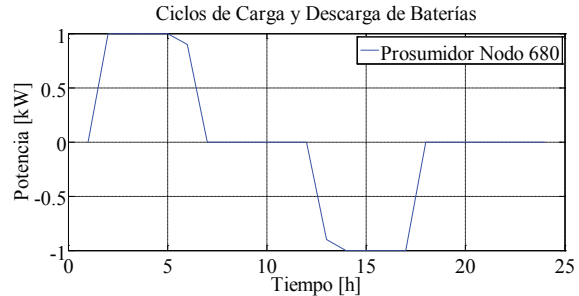


Figura 11: Ciclos de Carga y Descarga de Baterías de un Prosumidor del Nodo 680

## 8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Como se muestra en este trabajo de investigación, prosumidores y DSO pueden tener intereses en conflicto. Se ha cuantificado las ventajas relativas que diferentes tarifas dinámicas pueden tener en los intereses de los prosumidores y DNO empleando una metodología de optimización multiobjetivo. A partir de un conjunto de tarifas dinámicas óptimas según Pareto, se ha elegido un elemento mejora los resultados obtenidos utilizando el precio de mercado locacional LMP.

Se considera que los prosumidores tienen HEMS que minimizan los costos diarios de compra de energía, mediante la programación óptima de sus baterías y cargas flexibles. Se ha mostrado que los prosumidores pueden ser incentivados a prestar sus servicios para el control de la tensión y la gestión de la congestión de las redes si el DNO determina una tarifa dinámica adecuada para esos fines. La complejidad de optimizar los activos del DNO y recursos energéticos distribuidos mediante una tarifa dinámica de 24 horas, radica en el alto número de variables a optimizar y al horizonte de tiempo que debe analizarse: La operación de las baterías depende de los estados de carga y de las decisiones de control previas que el HEMS haya tomado. Este problema también requiere de herramientas confiables de pronóstico de generación de paneles fotovoltaicos y de demanda para el día siguiente.



## NOMENCLATURA

### Acrónimos

ESS	Sistemas de Almacenamiento de Energía
DNO	Operador de la Red de Distribución
HEMS	Sistemas de Gestión de Energía Residencial
DER	Recursos Energéticos Distribuidos
PV	Panel Fotovoltaico
EM	Mercado Eléctrico
LMP	Precio Marginal Locacional
SOC	Estado de Carga

### Variables

$PR$	Funcion Objetivo del Prosumer
$P_{GRID\ i,t}$	Potencia consumida o inyectada a la red de distribución por el $i$ -esimo prosumidor al tiempo $t$
$P_{NET\ i,t}$	Potencia neta producida por el $i$ -esimo prosumido al tiempo $t$
$P_{EL\ i,t}$	Potencia elástica del $i$ -esimo prosumidor al tiempo $t$
$P_{Bc\ i,t}$	Potencia cargada en la baterías por el $i$ -esimo prosumidor al tiempo $t$
$P_{Bdc\ i,t}$	Potencia descargada en la baterías por el $i$ -esimo prosumidor al tiempo $t$
$SOC_{i,t}$	Estado de carga de las baterías del $i$ -esimo prosumidor al tiempo $t$
$SOC_{i,t+1}$	Estado de carga de las baterías del $i$ -esimo prosumidor al tiempo $t+1$
$X_{PRECIO\ t}$	Tarifación dinámica del día siguiente al tiempo $t$
$DC$	Funcion Objetivo del DNO
$C_{EM\ t}$	Costos de la energía suministrada del mercado eléctrico al tiempo $t$
$C_{PQ\ t}$	Costos de penalización por suministro de potencia con mala calidad al tiempo $t$
$C_{ENS\ t}$	Costos de penalización por energía no suministrada debido a la congestión en la red de distribución al tiempo $t$
$P_{EM\ t}$	Potencia suministrada del mercado eléctrico al tiempo $t$
$Q_{PQ\ t,j}$	Deficit de potencia reactiva para mantener un nivel aceptable de tensión en el nodo $j$ al tiempo $t$
$P_{ENS\ t,j}$	Energía no suministrada debido a congestión en la red de distribución en el nodo $j$ al tiempo $t$
$V_j$	Modulo de la tensión en el nodo $j$
$f_l$	Flujo de potencia activa en la línea $l$

### Parámetros

$\omega_i$	Parámetro de preferencia de la demanda elástica del cliente $i$
$P_{INEL\ i,t}$	Potencia inelástica del $i$ -esimo prosumidor al tiempo $t$
$P_{PV\ i,t}$	Potencia activa pronosticada para el sistema PV del $i$ -esimo prosumer al tiempo $t$
$P_{cmin}$	Valor mínimo de potencia de carga de batería
$P_{cmax}$	Valor máximo de potencia de carga de batería
$P_{dmin}$	Valor mínimo de potencia de descarga de batería
$P_{dmax}$	Valor máximo de potencia de descarga de batería
$SOC_{min}$	Valor mínimo permitido de SOC
$SOC_{max}$	Valor máximo permitido de SOC
$\eta_c$	Eficiencia de carga de baterías
$\eta_d$	Eficiencia de descarga de baterías
$\Delta t$	Amplitud de ranura de tiempo
$LMP_t$	Precio de Mercado Locacional en el nodo de frontera al tiempo $t$
$C_{PQ\ t,j}$	Costo del déficit de potencia reactiva en el nodo $j$ en el tiempo $t$
$C_{ENS\ t,j}$	Costo de la energía no suministrada en el nodo $j$ al tiempo $t$
$V_{min}, V_{max}$	Mínimo y máximo valor permitido del módulo de la tensión
$f_{min}, f_{max}$	Mínimo y máximo valor permitido del flujo de potencia en alimentadores de distribución

### Indices

$i$	Indice del prosumidor
$j$	Indice del nodo de la red de distribución
$t$	Indice de la ranura de tiempo
$B$	Conjunto de prosumidores que disponen de paneles PV, ESS y ejercen DR

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] F. Geth, J. Tant, E. Haesen, J. Driesen, and R. Belmans, "Integration of energy storage in distribution grids," IEEE PES Gen. Meet. PES 2010, no. 1, pp. 1–6, 2010.
- [2] S. Grijalva and M. U. Tariq, "Prosumer-based smart grid architecture enables a flat, sustainable electricity industry," Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2011 IEEE PES. pp. 1–6, 2011.

- [3] H. Ibrahim, a. Ilinca, and J. Perron, "Energy storage systems-Characteristics and comparisons," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, no. 5, pp. 1221–1250, 2008.
- [4] I. Hadjipaschalis, A. Poullikkas, and V. Efthimiou, "Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 6–7, pp. 1513–1522, 2009.
- [5] D. Mears, H. Gotschall, H. Kamath, E. P. R. Institute, U. S. D. of Energy, T. I. (Firm), and E. P. Corporation, *EPRI-DOE Handbook of Energy Storage for Transmission and Distribution Applications*. EPRI, 2003.
- [6] "ComEd Residential Real-Time Pricing Program." [Online]. Available: <https://rrtp.comed.com/>.
- [7] "Ameren Illinois Power Smart Pricing." [Online]. Available: <http://www.powersmartpricing.org/>.
- [8] A. Zipperer, P. a. Aloise-Young, S. Suryanarayanan, R. Roche, L. Earle, D. Christensen, P. Bauleo, and D. Zimmerle, "Electric energy management in the smart home: Perspectives on enabling technologies and consumer behavior," *Proc. IEEE*, vol. 101, no. 11, pp. 2397–2408, 2013.
- [9] A. Mas-Colell, M. D. Whinston, and J. R. Green, "Microeconomic Theory.pdf."
- [10] P. Samadi, A.-H. Mohsenian-Rad, R. Schober, V. W. S. Wong, and J. Jatskevich, "Optimal Real-Time Pricing Algorithm Based on Utility Maximization for Smart Grid," in *2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communications*, 2010, pp. 415–420.
- [11] J. Nocedal and S. Wright, "Numerical Optimization," *Springer Ser. Oper. Res. Financ. Eng.*, p. 664, 2006.
- [12] K. Deb, *Multi-objective optimization using evolutionary algorithms*, vol. 10. 2001.
- [13] W. H. Kersting, "Radial distribution test feeders," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, pp. 975–985, 1991.



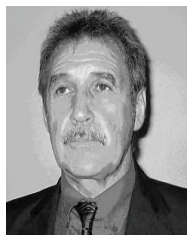
**Juan Pablo Palacios.-** obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 2007. Trabajó en temas de control industrial, planificación y operación de sistemas de distribución. Fue asesor de la Subsecretaría de

Energía Renovable y Eficiencia Energética del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Actualmente, se encuentra en la etapa final de su trabajo de investigación previo a la obtención del título de Doctor en Ingeniería, en el Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Sus áreas de interés son las Redes Inteligentes, Generación Distribuida, Operación de Sistemas de Distribución y Optimización Matemática y Meta-Heurística.



**Mauricio E. Samper.-** obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en 2002 de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ) y el título de Doctor en Ingeniería en 2011 de la UNSJ, Argentina. Actualmente, es investigador asistente y profesor en el

Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ-CONICET. Sus intereses de investigación incluyen sistemas de transmisión y distribución, generación distribuida, redes inteligentes, calidad del servicio, y decisiones de inversión bajo condiciones de incertidumbre.



**Alberto Vargas.-** actualmente es profesor en el Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ-CONICET; quien ha obtenido el título de Ingeniero Eléctromecánico en 1975 de la Universidad Nacional de Cuyo y el título de Doctor en Ingeniería

en 2001 de la UNSJ, Argentina. Desde 1985 ha sido investigador principal del grupo de planificación y regulación de mercados eléctricos en el IEE. Además, es gerente de una Consultora, Asinelsa SA, una compañía de software especializado en AM/FM GIS y DMS para distribución de energía eléctrica.