

On the Scalability of Supply Cost for Demand Management in the Smart Grid

S. N. Bragagnolo, J. C. Vaschetti, *Senior Member, IEEE* y F. Magnago, *Senior Member, IEEE*

Abstract— Demand side management focuses on flattening the demand profile, reducing network losses, costly investments in network infrastructure and generation capacity. The supplier pursues a profit for the service it provides. In addition, in demand-side management, the supplier modifies its pricing scheme to charge a fair price to each user. In this sense, the price is expected to increase during peak demand. For this reason, the supplier needs to know his supply cost to propose a reasonable price scheme. However, there has been scarce interest in finding a supply cost function that enables to develop of a real and scalable model of the supplier-user interaction. In the literature, a bi-level optimization has been proposed to model the supplier-user interaction and some supply cost functions were proposed without any analysis. In this paper, a new supply cost is proposed, and it is compared with the supply cost functions found in the literature analyzed. The proposed supply cost shows good performance, and it can be scalable.

Index Terms— Supply Cost, Electricity Pricing, Dynamic Tariffs, Demand Side Management, Smart Grids, Multilevel Optimization

NOMENCLATURA

A: Matriz de Estados que indica el estado de los equipos que posee el usuario.

a, b, c: Vectores de coeficientes que representan los costos en la red eléctrica.

C: Función vectorial cuadrática de costo de suministro ($\$/Wh$)

C_d: Costo de distribución y transmisión ($\$/Wh$)

C_s: Costo del suministro eléctrico ($\$/Wh$)

E: Vector de consumo energético (Wh)

F: Factura Eléctrica ($\$/Wh$)

fd_u: Factor de demanda por usuario

L: Consumo de todos los usuarios (Wh)

P: Vector de Precios ($\$/Wh$)

Pe: Vector de Precios de equilibrio ($\$/Wh$)

Π_s: Precio de la energía en el mercado spot ($\$/Wh$)

X: Estrategia de demanda del usuario (Wh)

ζ_u: Costo de suministro eléctrico por usuario ($\$/Wh$)

I. INTRODUCCIÓN

Hoy la mayoría de los consumidores responde a una tarifa plana que no refleja los precios de la energía eléctrica en

el mercado spot, los cuales dependen del costo de la generación. Como resultado, los usuarios no tienen un incentivo para mover su demanda de los picos de consumo a los horarios de valle produciéndose un ineficiente uso de los recursos [1]–[3]. Por este motivo, las entidades reguladoras del sistema eléctrico, los operadores, las distribuidoras y grupos de consumidores expresan un creciente interés en que la demanda sea más flexible y responda a las condiciones de la red eléctrica, particularmente a las variaciones del costo de suministro eléctrico. En este sentido, reducir los picos de consumo puede disminuir significativamente la necesidad de costosas inversiones en la infraestructura de la red y en la capacidad de generación. Además, el desplazamiento de las cargas permite aplanar la curva de demanda, mejorando la utilización del sistema eléctrico y reduciendo el costo de proveer una cantidad dada de energía eléctrica [1], [4].

Este interés se ve reflejado en la gestión de la demanda (DSM, Demand Side Management), la cual permite aplanar la curva de demanda y reducir pérdidas debido a la disipación de la energía. Un enfoque reciente dentro de la DSM es la optimización multinivel, estableciendo una relación jerárquica entre la distribuidora y los usuarios. En esta relación, la distribuidora anuncia primero el esquema de precios y los usuarios reaccionan modificando su demanda para disminuir el costo de su factura eléctrica [5], [6]. En este enfoque generalmente se usa el precio en tiempo real (RTP, Real Time Price) y una variante de este, que es el esquema de precios pronosticado para el día siguiente (DAP, Day-Ahead Pricing) [5]. Este último esquema luce más atractivo para los usuarios [7]. En estos tipos de esquemas tarifarios, el precio anunciado por la distribuidora cambia típicamente por hora para reflejar las variaciones del precio de la energía en el mercado spot y la demanda de los usuarios a lo largo del tiempo [2], [8]. Entonces, un diseño apropiado del esquema RTP permite aplanar la curva de demanda, aumentar confiabilidad de la red y disminuir los costos de generación y distribución [9].

Trabajos preliminares proponen generalmente que el objetivo de la distribuidora es maximizar su ganancia (criterio económico), pero también puede ser aplanar la curva de demanda para mejorar la eficiencia de la red y disminuir la necesidad de generación (criterio técnico). En ambos casos es importante establecer la ganancia de la distribuidora, compuesta por el ingreso obtenido de la venta de la energía menos su costo de suministro. En el costo influye la compra de la energía en el mercado spot y el costo de distribución. Varios autores consideran solo el precio en el mercado spot como costo de suministro, mientras que otros utilizan una

S. N. Bragagnolo, CIDTIEE, Facultad Regional Córdoba, Universidad Tecnológica Nacional, Córdoba, Argentina, sbragagnolo91@gmail.com.

J. C. Vaschetti, CIDTIEE, Facultad Regional Córdoba, Universidad Tecnológica Nacional, Córdoba, Argentina, jvaschetti@gmail.com.

F. Magnago, GASEP, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Río Cuarto, Río Cuarto, Córdoba, Argentina, fernando.magnago@gmail.com.

función cuadrática, similar a la usada para maquinas generadoras el cual depende de la demanda total de todos los usuarios. En el presente artículo se analizan los problemas de estas consideraciones y se propone una nueva función cuadrática que contempla el costo de suministro de cada usuario por separado. Luego, se comparan los comportamientos de las funciones de costo de suministro ante la variación de la cantidad de usuarios y la demanda. Finalmente se demuestra que la función de costo de suministro propuesta es escalable. Esto significa que puede ser aplicada a cantidades variables de usuarios sin necesidad de modificar los parámetros de la función.

Como se mencionó anteriormente, la optimización multinivel es un enfoque reciente en el campo de la DSM. En [10] se presenta una revisión bibliográfica sobre la optimización multinivel, la mayoría de los artículos que analiza aplican un criterio económico del lado de la distribuidora. Los usuarios pueden tener un solo objetivo que es disminuir su costo o, adicionar a este el confort. En la misma línea, [5] presenta una optimización multinivel para maximizar la ganancia de la distribuidora y disminuir el costo eléctrico e incluye también el confort de los usuarios. En [7] proponen una optimización multinivel configurada como una competencia Stackelberg (líder-seguidores), la distribuidora busca maximizar su ganancia y los prosumidores reducir sus costos. En [11] se presenta una optimización multinivel configurada como una competencia Stackelberg con un esquema tarifario de tiempo y nivel de uso (TLOU, Time and Level of Use), donde el distribuidor optimiza su ganancia y los consumidores reservan una capacidad de energía. En [2], se usa la competencia de Stackelberg, para maximizar la ganancia de la distribuidora y disminuir el costo eléctrico de los usuarios. Finalmente, [6] es una continuación de [2] y modela el problema como una optimización multinivel.

Respecto al costo de suministro eléctrico, varios autores consideran al precio de la energía en el mercado spot como único componente de este costo [5], [7], [10], [12]–[14]. En [15] consideran el precio de la energía en el mercado spot y le adicionan un costo debido al desajuste entre la carga real y el suministro planeado. En [16] al costo del mercado spot se le adiciona el costo debido a la distribución y transmisión. Por otro lado, algunos autores consideran una función cuadrática como costo de suministro eléctrico, análoga al costo de la energía de los generadores térmicos. El primero en introducir la función cuadrática fue [17]. Posteriormente esta función de costo fue usada en [2], [6], [9], [18]. Finalmente, un enfoque diferente se plantea en [19], donde se consideran cuatro términos dentro del costo de suministro: Costo de inversión, de mantenimiento, de la energía comprada y de la energía no suministrada.

En el presente artículo se analizan los costos de suministro propuestos en la literatura y su escalabilidad a distintas cantidades de usuarios. Finalmente se propone un nuevo costo de suministro que contempla el precio del mercado spot, los costos de mantenimiento e inversión, el pico de consumo que aumenta las pérdidas de la red, los costos de generación y la necesidad de inversión en la red. Se muestran las funciones

que representan el costo de suministro y se analizan sus comportamientos ante un aumento de los usuarios y de la demanda. Finalmente se presenta el nuevo costo de suministro en una optimización multinivel basada en un Algoritmo Genético (GA, Genetic Algorithm) para optimizar la función objetivo de la distribuidora y el costo eléctrico de los usuarios.

La contribución de este artículo es doble. Por un lado, es la primer revisión y análisis bibliográfico sobre el costo de suministro en la gestión de la demanda. Por otro lado, se propone una nueva función de costo de suministro que se alinea con la visión de sostenibilidad y escalabilidad de los sistemas eléctricos ante un aumento del número de usuarios (como es la dinámica normal de las sociedades). Esto permite mantener tarifas eléctricas justas para los usuarios y optimizar el uso de los recursos en lugar de aumentar la generación.

El resto del artículo está organizado de la siguiente manera: La Sección II muestra el marco teórico de la gestión de la demanda, el modelo de interacción entre los usuarios y la distribuidora. Por último, se analiza la función de costo de suministro. En la Sección III se comparan los costos de suministro por medio del precio de equilibrio y en la Sección IV se muestran los resultados de utilizar el costo de suministro propuesto en una optimización multinivel con 10, 20 y 30 usuarios. Finalmente, en la Sección V se presentan las principales conclusiones y las líneas de investigación futuras.

II. MÉTODO PROPUESTO PARA LA DSM

Esta sección describe el modelo del usuario y la interacción con la distribuidora. Luego se analizan los costos de suministros propuestos en la literatura y el propuesto en este artículo.

A. DSM y Clasificación de las Cargas

DSM consiste en el control automático de las cargas a operar del sistema y mejora su sustentabilidad [20]. El patrón de consumo de los usuarios puede ser alterado cambiando su perfil de demanda. En este sentido, el DSM es un enfoque activo que permite dos grandes categorías de acción: 1) reducción del consumo, 2) desplazamiento del consumo [21]. La figura 1 muestra las diferentes acciones que pueden realizarse en la demanda.

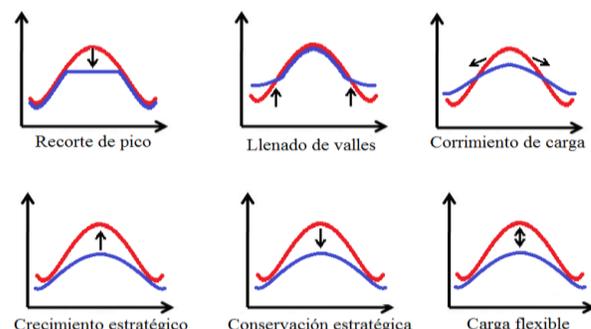


Fig. 1. Estrategias clásicas usadas en la DSM [20].

Las aplicaciones y equipos en las unidades residenciales pueden clasificarse de acuerdo con sus características de consumo: Cargas desplazables, cargas interrumpibles, cargas ajustables y cargas críticas o no interrumpibles [22] [23] [24].

B. Optimización

En un modelo multinivel, el líder y los seguidores toman decisiones sobre diferentes conjuntos de variables y por lo general tienen funciones objetivo que muestran cierto antagonismo, estando sujetas a restricciones interdependientes (involucran variables de ambos niveles). Las decisiones son tomadas en forma secuencial: el líder establece el valor de sus variables las cuales restringen las opciones de los seguidores. Los usuarios reaccionan seleccionando la solución que optimiza su función. La respuesta del nivel inferior condiciona al nivel superior [10].

Se considera que cada consumidor posee un sistema residencial de gestión de la demanda. La interacción entre el distribuidor y los usuarios se realiza por medio de una infraestructura de comunicación de dos vías como la observada en fig. 2.

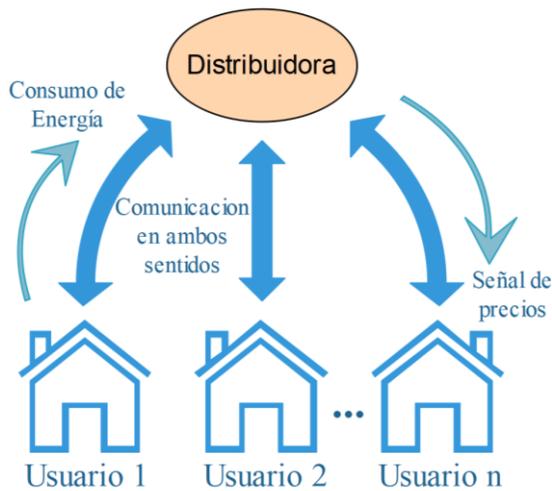


Fig. 2. Modelo multinivel [6].

Cada nivel utiliza un GA para optimizar su función objetivo. Este algoritmo heurístico es seleccionado por su flexibilidad para optimizar diferentes tipos de funciones. Además, puede utilizar variables discretas y permite usar funciones de diferente naturaleza. Finalmente, el GA tiene como ventaja su metodología probabilística y el costo computacional para obtener una buena solución.

A continuación, se aborda la función objetivo del usuario y luego la función objetivo de la distribuidora, indicando donde se considera el costo de suministro.

1) Función Objetivo del Usuario:

Cada usuario es modelado con 28 cargas. La matriz \mathbf{A}_u de estados binarios $[0, 1]$, de dimensión 96×28 , indica si los n aparatos del usuario u están encendidos o apagados en el periodo j . Intervalos de 15 minutos son establecidos como los intervalos de medición, entonces 96 intervalos entran en un día. \mathbf{E}_u es el vector de consumo de los n aparatos que posee el usuario u , entonces e_i representa el consumo del i -ésimo aparato.

$$\mathbf{X}_u = \mathbf{A}_u \cdot \mathbf{E}_u \text{ con } \mathbf{X}_u \in \mathbb{R}^{96 \times 1} \wedge \mathbf{E}_u \in \mathbb{R}^{28 \times 1} \quad (1)$$

Al multiplicar \mathbf{A}_u por \mathbf{E}_u se obtiene (1). El Vector \mathbf{X}_u

representa la estrategia de consumo del usuario u y $(x_j)_u$ es la energía consumida por todos los aparatos del usuario u en el periodo j .

El distribuidor propone un esquema de precios \mathbf{P} con un precio definido por intervalo. Entonces el elemento p_j es el precio propuesto por el distribuidor en el periodo j .

$$F_u = \mathbf{P}^T \mathbf{X}_u \text{ con } F_u \in \mathbb{R} \wedge \mathbf{P} \in \mathbb{R}^{96 \times 1} \quad (2)$$

El costo eléctrico F_u para el usuario u es obtenido del producto punto entre \mathbf{P}^T y \mathbf{X}_u . La ecuación (2) es la función objetivo a minimizar por los usuarios. Cada usuario usa un GA para optimizar (2).

2) Función Objetivo de la Distribuidora:

Existen dos criterios diferentes de optimización para el distribuidor, el más común es el económico donde el objetivo es maximizar su ganancia y el otro criterio es el técnico que se basa en las condiciones de la red. En este artículo se adopta el económico ya que el costo de suministro queda contenido en la función objetivo. Sin embargo, el criterio técnico tiene sus ventajas como se concluyó en [25].

La ganancia de la distribuidora es el ingreso obtenido menos el costo de suministro C_s .

$$\text{Ganancia} = \mathbf{P}^T \sum_{u=1}^n \mathbf{X}_u - C_s \quad (3)$$

La ecuación (3) representa la función a maximizar y calcula la ganancia de la distribuidora a partir de (2) y C_s . Como restricción se considera que la ganancia debe ser siempre positiva, condición necesaria para que la distribuidora no quiebre. También se restringe el ingreso de la distribuidora, el cual no puede superar un valor establecido, esto es debido a las características del mercado para mejorar la aceptación de la estrategia de precios y para que el mismo no aumente a un nivel inaceptable por los consumidores [6]. Finalmente, se fija un límite inferior y superior al precio de venta de la energía.

C. Costo de Suministro

En la literatura analizada el ingreso siempre fue definido igual, pero el costo de suministro eléctrico ha variado y se encuentran principalmente dos enfoques. El primero consiste en considerar el precio que la distribuidora paga por la energía en el mercado spot. Algunos autores a este costo le adicionan un costo fijo debido a la distribución y transmisión de la energía eléctrica.

$$C_s = \mathbf{\Pi}_s \sum_{u=1}^n \mathbf{X}_u + C_d \text{ con } \mathbf{\Pi}_s \in \mathbb{R}^{96 \times 1} \wedge C_d \in \mathbb{R} \quad (4)$$

Para este primer enfoque se utiliza la función de costo (4) donde la mayoría de los autores considera al costo de distribución C_d nulo y solo considera el vector de precios de la energía comprada en mercado spot $\mathbf{\Pi}_s$.

Si se reescribe la ecuación de la ganancia (3) con el costo presentado en (4) queda (6). Se observa que tanto el precio como el costo de suministro tienen un comportamiento lineal con la carga y que $\mathbf{\Pi}_s$ y C_d son conocidos y no varían en la ventana de tiempo considerada.

$$\text{Ganancia} = \mathbf{P}^T \sum_{u=1}^n \mathbf{X}_u - \mathbf{\Pi}_s \sum_{u=1}^n \mathbf{X}_u - C_d \quad (5)$$

$$\text{Ganancia} = (\mathbf{P}^T - \mathbf{\Pi}_s) \sum_{u=1}^n \mathbf{X}_u - C_d \quad (6)$$

El otro gran enfoque fue propuesto primero en [17], se basa en el costo de la energía de una generador térmico. Por este motivo, establece una función cuadrática de costo denominada \mathbf{C} , la cual se multiplica por la demanda para obtener el costo de suministro. Esta función se muestra en (7).

$$C_s = \mathbf{C}^T \sum_{u=1}^n \mathbf{X}_u \quad \text{donde } C_j = a_j L_j^2 + b_j L_j + c_j \quad (7)$$

$$L_j = \sum_{u=1}^n (x_j)_u \quad (8)$$

Desarrollando la ecuación (7) se obtiene (9) donde se observa que la función de costo de suministro es cúbica:

$$C_s = \mathbf{a} \left(\sum_{u=1}^n \mathbf{X}_u \right)^{\circ 3} + \mathbf{b} \left(\sum_{u=1}^n \mathbf{X}_u \right)^{\circ 2} + \mathbf{c} \sum_{u=1}^n \mathbf{X}_u \quad (9)$$

Donde la potencia de la matriz se entiende en el sentido de potencia por elemento (Hadamard power).

Como la función de suministro resultante es cubica, se considera un error el no considerar \mathbf{C} directamente como la función de costo de suministro (C_s) ya que pierde su analogía con las funciones cuadráticas del costo de generación de las maquinas térmicas. En [18] considera que la función cuadrática \mathbf{C} es el costo de suministro. Por lo tanto, su expresión es presentada en (10). Esta función cuadrática conserva su analogía con la función de costo de las maquinas generadoras térmicas.

$$C_s = \mathbf{a} \left(\sum_{u=1}^n \mathbf{X}_u \right)^{\circ 2} + \mathbf{b} \sum_{u=1}^n \mathbf{X}_u + \sum_{j=1}^{96} c_j \quad (10)$$

En este artículo se analizan ambos casos. Además, se puede deducir que el primer enfoque, que considera el precio del mercado spot, es un caso especial de (10) donde se cumplen las igualdades (11), (12) y (13).

$$\mathbf{a} \left(\sum_{u=1}^n \mathbf{X}_u \right)^{\circ 2} = 0 \Rightarrow \mathbf{a} = \mathbf{0} \quad (11)$$

$$\mathbf{b} \sum_{u=1}^n \mathbf{X}_u = \mathbf{\Pi}_s \sum_{u=1}^n \mathbf{X}_u \Rightarrow \mathbf{b} = \mathbf{\Pi}_s \quad (12)$$

$$\sum_{j=1}^{96} c_j = C_d \quad (13)$$

Finalmente, se propone una nueva función (14) de costo de suministro que considera el costo individual de proveer energía a cada usuario y se la compara con (9) y (10).

$$C_s = \mathbf{a} \sum_{u=1}^n \mathbf{X}_u^{\circ 2} + \mathbf{b} \sum_{u=1}^n \mathbf{X}_u + \sum_{u=1}^n \sum_{j=1}^{96} (c_j)_u \quad (14)$$

Comparando (14) con (10) se observa que la modificación se produce en el primer y tercer término y se debe al considerar que el costo de suministro es la suma de los costos individuales ζ_u de los usuarios (15).

$$C_s = \sum_{u=1}^n \sum_{j=1}^{96} (\zeta_j)_u \quad \text{donde } (\zeta_j)_u = a_j (x_j)_u^2 + b_j (x_j)_u + c_j \quad (15)$$

En (14) el término $\sum_{u=1}^n \sum_{j=1}^{96} (c_j)_u$ representa los costos fijos en una red, son los costos de mantenimiento e inversión previstos, mientras que el término \mathbf{b} representa el costo de la compra de la energía en el mercado spot y el término \mathbf{a} considera las pérdidas en la red debido a cada usuario y la necesidad de una mayor capacidad en el sistema, \mathbf{a} opera como una penalidad al exceso de consumo.

En la siguiente sección se analizan y discuten las diferentes funciones de costo de suministro (9), (10) y (14). Uno de los puntos destacados a comparar es su escalabilidad. Esto es, el comportamiento de las funciones cuando aumenta el número de usuarios y la demanda. Para que la función sea escalable se deben mantener los parámetros \mathbf{a} , \mathbf{b} y \mathbf{c} fijos y el precio mínimo a pagar por los usuarios debe mantenerse en un valor razonable cuando aumenta la cantidad de usuarios o la demanda.

III. FORMULACIÓN Y ANÁLISIS DEL PRECIO DE EQUILIBRIO

Para comparar las funciones de suministro planteadas, se utiliza el precio del punto de equilibrio para un periodo j que es el precio que hace cero la ganancia en ese periodo. Para facilitar la lectura se lo menciona como precio de equilibrio. El resultado puede generalizarse para la ventana de tiempo considerada si la ganancia de (3) se la iguala a cero y se halla el vector de precios de equilibrio. En el precio de equilibrio se observa la influencia de la demanda y de la cantidad de usuarios. Este es un punto importante en la comparación y el motivo del artículo, ya que es de esperarse que en una red eléctrica donde se aplican estrategias de gestión de la demanda, el precio aumente de forma razonable cuando hay concentración de cargas. Para facilitar la explicación de los costos de suministro, se denomina costo 1 al desarrollado en (9), 2 al mostrado en (10) y 3 o propuesto al planteado en (14). Además, se define el factor de demanda por usuario (fd_u) que da la magnitud de incremento de la demanda de cada usuario. $fd_u = 10$ significa que la demanda de cada usuario aumenta 10 veces.

El precio de equilibrio para el costo 1 ($(Pe_j)_1$) en el periodo j es (17) y se obtiene a partir de (3), reemplazando C_s por (9).

$$0 = (Pe_j)_1 \sum_{u=1}^n (x_j)_u - a_j \left(\sum_{u=1}^n (x_j)_u \right)^3 + \quad (16)$$

$$b_j \left(\sum_{u=1}^n (x_j)_u \right)^2 + c_j \sum_{u=1}^n (x_j)_u$$

$$(Pe_j)_1 = a_j \left(\sum_{u=1}^n (x_j)_u \right)^2 + b_j \sum_{u=1}^n (x_j)_u + c_j \quad (17)$$

Se observa en (17) que el precio de equilibrio depende del consumo total al cuadrado. Por lo tanto, para una terna fija a_j , b_j y c_j , al aumentar la cantidad de usuarios o la demanda, el precio aumenta en forma cuadrática y sin ningún tope. Esto se observa en las figuras 3a y 4a. El precio de equilibrio crece de 4.40 para 10 usuarios hasta 23600 para 300 usuarios. Mientras que, al mantener constante los usuarios, crece de 41.46 para $fd_u = 1$ a 1304 para $fd_u = 10$. Se concluye que la función no es escalable, ya que el precio crece considerablemente al aumentar la demanda y los usuarios.

De forma similar se obtiene (19) que es el precio de equilibrio para el costo 2 (Pe_j)₂.

$$0 = (Pe_j)_2 \sum_{u=1}^n (x_j)_u - a_j \left(\sum_{u=1}^n (x_j)_u \right)^2 + b_j \sum_{u=1}^n (x_j)_u + c_j \quad (18)$$

$$(Pe_j)_2 = a_j \sum_{u=1}^n (x_j)_u + b_j + \frac{c_j}{\sum_{u=1}^n (x_j)_u} \quad (19)$$

En (19) el precio tiene una variación lineal con la demanda total. En las figuras 3b y 4b se muestra el aumento del precio de equilibrio cuando aumenta la demanda y el número de usuarios. Si bien, el precio de equilibrio tiene un menor incremento, en comparación con $(Pe_j)_1$, al aumentar el número de usuarios y la demanda, más adelante se demuestra que tampoco es escalable cuando se mantienen fijos los parámetros a_j , b_j y c_j y aumenta la cantidad de usuarios.

La relación del precio de equilibrio con la demanda y con el número de usuarios se puede demostrar matemáticamente, esto permite una mejor comparación con el caso 3 (Propuesto).

Teorema 1. Dada una cantidad n de usuarios, donde los n usuarios consumen cada uno una demanda ρ en el periodo considerado y estando el precio de equilibrio establecido según (19), entonces el precio crecerá linealmente con la demanda y con la cantidad de usuarios.

Demostración. Se reemplaza en (19) la sumatoria de la demanda de los n usuarios por $\sum_{u=1}^n (x_j)_u = n\rho$. Desarrollando se obtiene (20) que demuestra el enunciado.

$$(Pe_j)_2 = a_j(n\rho) + b_j + \frac{c_j}{n\rho} \quad (20)$$

De (20) se deduce que si $n\rho$ es grande el término correspondiente a c_j puede ser despreciado en la función del precio de equilibrio. Además, si a_j y c_j son cero, entonces el precio es igual a b_j , que es el caso donde solo se considera el precio de la energía en el mercado spot, $\mathbf{b} = \mathbf{\Pi}_s$. Entonces, un exceso de demanda no influye directamente en el C_s . Se concluye que no es recomendable considerar solo el precio del mercado spot, como se verifica en varios artículos, ya que la respuesta de los otros usuarios no influye directamente en el precio que el usuario u debe pagar por su energía consumida.

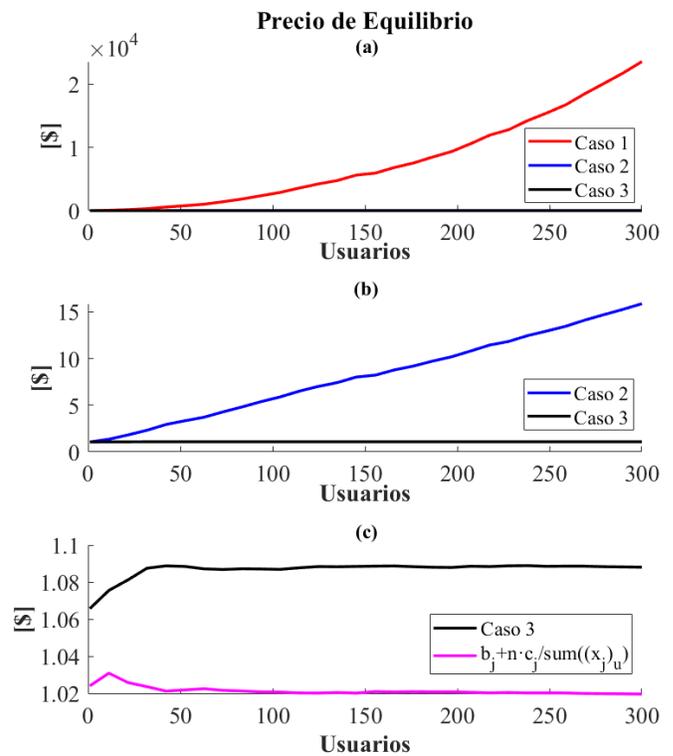


Fig. 3. Variación del precio de equilibrio por cantidad de usuarios. (a) Comparación de los tres casos. (b) Comparación de caso 2 y 3. (c) Caso propuesto

Finalmente, (22) muestra el precio de equilibrio para el caso 3 (Pe_j)₃.

$$0 = (Pe_j)_3 \sum_{u=1}^n (x_j)_u - a_j \sum_{u=1}^n (x_j)_u^2 + b_j \sum_{u=1}^n (x_j)_u + \sum_{u=1}^n (c_j)_u \quad (21)$$

$$(Pe_j)_3 = a_j \frac{\sum_{u=1}^n (x_j)_u^2}{\sum_{u=1}^n (x_j)_u} + b_j + \frac{\sum_{u=1}^n (c_j)_u}{\sum_{u=1}^n (x_j)_u} \quad (22)$$

Esta ecuación, aunque tiene similitudes con (19), se diferencia en el primer término y tercer término, lo cual provoca un comportamiento similar cuando se mantienen constantes los usuarios y aumenta la demanda y diferente cuando aumenta la cantidad de usuarios. Esto se observa en las figuras 3c y 4c. En la figura 3c se gráfica el caso propuesto y un caso especial cuando $a_j = 0$, este caso especial permite ver la influencia de cada parámetro en el costo de suministro. Además, permite visualizar gráficamente el enfoque 1, donde es considerado el costo de la energía en el mercado spot y el costo de distribución.

Teorema 2. Dada una cantidad n de usuarios donde los n usuarios consumen cada uno una demanda ρ en el periodo considerado y estando el precio de equilibrio establecido por (22), entonces el precio crecerá linealmente y únicamente con la demanda.

Demostración. Desarrollando (22) con las consideraciones del Teorema se obtiene (23) que demuestra lo propuesto.

$$(Pe_j)_3 = a_j \rho + b_j + \frac{c_j}{\rho} \quad (23)$$

Al comparar con el Teorema 1, aquí se observa que si ρ es muy grande, el tercer término se puede desprestigiar. Además, cuando la demanda es pequeña el c_j es el que más influye en el precio de equilibrio. En la figura 3c se observa que cuando $a_j = 0$ el precio de equilibrio se mantiene cercano a un valor constante, este valor es el correspondiente a $b_j + \frac{c_j}{\rho}$. Se concluye que el caso 3 puede ser escalado fácilmente ya que, para una terna fija de parámetros a_j , b_j y c_j , el precio de equilibrio se mantiene constante cuando aumentan los usuarios y crece si aumenta la demanda. Notar que es el precio de equilibrio lo que se mantiene constante al aumentar el número de usuarios, el costo de suministro se incrementa.

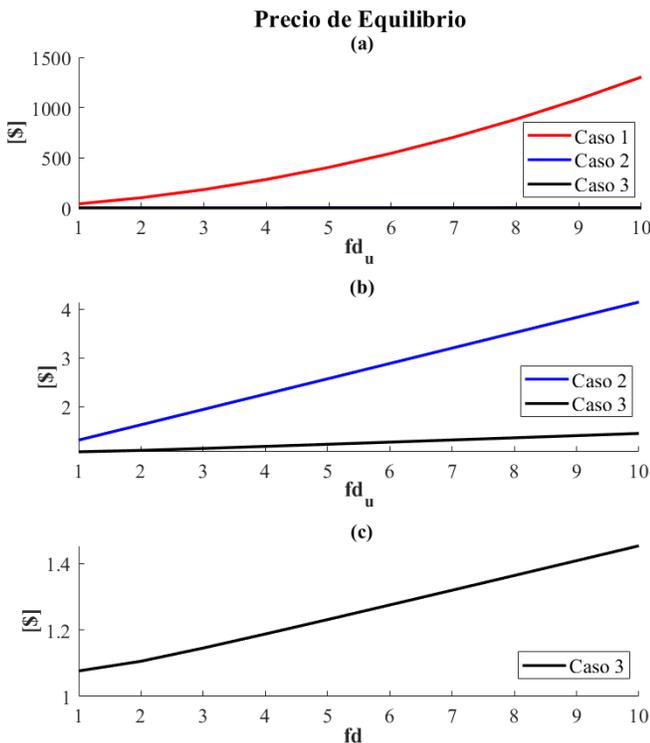


Fig. 4. Variación del precio de equilibrio por factor de demanda por usuario. (a) Comparación de los tres casos. (b) Comparación de caso 2 y 3. (c) Caso 3 propuesto

Teorema 3. Dada una cantidad n de usuarios donde los n usuarios consumen cada uno una demanda ρ en el periodo considerado y estando el costo de suministro establecido por (14), entonces éste crecerá linealmente con la cantidad de usuarios y cuadráticamente con la demanda.

Demostración. Reemplazando n y ρ en (14) se obtiene (24), lo que demuestra la proposición.

$$(C_s)_j = a_j(n\rho^2) + b_j(n\rho) + n \cdot c_j \quad (24)$$

Para graficar las figuras 3 y 4 se asignó una demanda eléctrica a cada usuario de forma aleatoria comprendida entre $[0,10]$. La figura 3 muestra la función $Pe_j(n)$ para cada caso. En la figura 4 se multiplica la demanda de cada usuario por un factor fd_u para incrementar de 1 a 10 veces la demanda de cada usuario. Notar que la escala del eje y varía para cada caso, por

ejemplo, en la figura 4 los precios de equilibrio del costo 2 y 3 tienen un comportamiento lineal, sin embargo, el caso 2 tiene un incremento mayor al 300 %, mientras que el caso 3 presenta un incremento cercano al 40 % cuando la demanda aumenta 10 veces.

IV. RESULTADOS

Para comparar el costo de suministro se utiliza el modelo propuesto en [25] donde se modelan 5 usuarios, con 28 cargas asignadas a cada usuario. Tres de las veintiocho cargas son propuestas como desplazables con tiempos de uso definidos. El resto de las cargas se las considera cargas críticas. Para la simulación se obtienen los n usuarios por medio de la función aleatoria usada en [25], la cual asigna los perfiles modelados a cada usuario. Del lado de los usuarios, el GA solo puede modificar la hora de encendido de las tres cargas desplazables. Los rangos de uso de las cargas desplazables son restricciones a las variables y como el GA modifica la hora de encendido de las cargas desplazables, estas restricciones fijan los límites que pueden tomar. Para simplicidad, todos los usuarios tienen las mismas restricciones. Se plantea una situación sin optimización, donde el número de usuarios varía de 10 a 30.

En tabla I se observan los parámetros **a**, **b** y **c** para cada caso. El parámetro **a** de las tres funciones de costo de suministro es modificado para que los tres casos tengan el mismo costo de suministro en la situación sin optimizar de 10 usuarios. La decisión de modificar solo este parámetro, se debe a que es el que más afecta al costo de suministro cuando aumenta la demanda y la cantidad de usuarios. Los parámetros **b** y **c** se mantienen constantes para todos los casos.

En esta situación, al igual que [25], se utiliza una tarifa plana donde $p_j = 4$ ¢.

TABLA I
VALORES DE LOS PARÁMETROS
SEGÚN EL HORARIO Y LA FUNCIÓN DE COSTO

Param.	Hora	Costo 1	Costo 2	Costo 3
a	10 am - 12 am	0,1109	0,7678	5,3165
	12 am - 10 am	0,0793	0,5495	3,7975
b	10 am - 12 am	0,6	0,6	0,6
	12 am - 10 am	0,3	0,3	0,3
	11 pm - 5 am	0,04	0,04	0,04
c	5 am - 6 pm	0,06	0,06	0,06
	6 pm - 11 pm	0,08	0,08	0,08

En la Tabla II se observan los resultados económicos obtenidos de la situación sin optimizar para los 3 casos propuestos de costo de suministro. Para cada caso se realizan tres simulaciones donde varía el número de los usuarios. Para 10 usuarios todos los casos tienen un costo de suministro de 426 ¢. Se observa la no escalabilidad de los casos 1 y 2, ya que al aumentar el número de usuarios el costo de suministro aumenta y la ganancia se vuelve negativa. Por ello, para cada situación se debe determinar una terna **a**, **b** y **c** nueva. Para mostrar lo engorroso que resulta esto, se toma de ejemplo el Gran Córdoba, donde hay alrededor de 500000 viviendas [26] y suponiendo un grado de electrificación medio de 5 kVA [27], un factor de simultaneidad de 0.4 y transformadores de 315 kVA, se obtienen más de 3000 subestaciones

transformadoras. Como las subestaciones no tienen un número igual de usuarios, se necesita calcular estas ternas para cada subestación, entonces se deben hacer más de 3000 cálculos. En cambio, el caso 3 es fácilmente escalable, ya que aumenta de forma razonable el costo de suministro a medida que aumentan los usuarios y se obtienen ganancias positivas. Para el caso 3 no es necesario calcular los parámetros **a**, **b** y **c** cuando varía el número de usuarios.

TABLA II
RESULTADOS ECONÓMICOS OBTENIDOS
PARA LA SITUACIÓN SIN OPTIMIZACIÓN

CASO	Usuarios	Ingreso [€]	Costo [€]	Ganancia [€]
Caso 1	10	644.50	426.11	218.39
	20	1282.69	2411.81	-1129.11
	30	1904.34	6219.54	-4315.20
Caso 2	10	644.50	426.15	218.35
	20	1282.69	1532.17	-249.48
	30	1904.34	3129.03	-1224.69
Caso 3	10	644.50	426.11	218.39
	20	1282.69	842.19	440.50
	30	1904.34	1251.66	652.68

Se efectúa la optimización para el caso 2 y para el caso propuesto, siendo el objetivo de la distribuidora maximizar su ganancia y el de los usuarios disminuir su tarifa eléctrica. Las restricciones son ganancia > 0 y el ingreso no puede superar al de la situación sin optimizar. El precio puede variar entre $[0; 5]$. Se usa la misma terna **a**, **b** y **c** del caso sin optimizar. No se muestran los resultados del caso 2 ya que solo converge para 10 usuarios. Para 20 y 30 usuarios el caso no converge debido a que, en el espacio de búsqueda ($0 \leq p_i \leq 5$), el costo de suministro siempre fue mayor al ingreso. Entonces no encuentra ningún vector de precios que satisfaga la condición de que la ganancia debe ser positiva.

En la tabla III se observan los resultados obtenidos por la distribuidora para el caso 3. El ingreso se mantiene similar a la situación sin optimización acorde a la restricción de ingreso. Finalmente, tanto para 10, 20 y 30 usuarios, ante las estrategias de precios optimizadas de la distribuidora, el costo de suministro disminuye y la ganancia aumenta en comparación con la situación sin optimización. Para escalar el problema no fue necesario modificar los parámetros **a**, **b** y **c** de la función de costo de suministro, lo que facilita su uso.

TABLA III
RESULTADOS ECONÓMICOS OBTENIDOS LUEGO DE LA OPTIMIZACIÓN
CONSIDERANDO EL CASO 3

Usuarios	Ingreso [€]	Costo [€]	Ganancia [€]
10	644.50	370.17	274.33
20	1282.69	728.08	554.61
30	1904.20	1091.77	812.43

Además, estos parámetros pueden ser establecidos considerando el precio de la energía en el mercado spot, las pérdidas de energía, las necesidades de inversión y mantenimiento. De esta manera se obtiene una función de costo de suministro representativa del costo real.

V. CONCLUSIONES

En este artículo se hace un análisis sobre los costos de suministro propuestos en la literatura y se demuestra que estos no son escalables. Esto es una desventaja ya que se deben calcular las ternas **a**, **b** y **c** para cada grupo de usuarios considerados. Por esta razón, se propone un nuevo costo de suministro y se demuestra que es fácilmente escalable. Además, sus parámetros pueden ser establecidos para reflejar el costo de suministro real de la distribuidora, considerando la sostenibilidad de la red y la optimización de los recursos que permite disminuir la necesidad de generación.

Al nuevo costo de suministro se lo aplica a un problema de optimización con 10, 20 y 30 usuarios donde en las tres simulaciones se cumple el objetivo de la distribuidora (aumentar su ganancia) y el costo de suministro aumenta de forma razonable. Esto permite mantener una tarifa eléctrica justa para los usuarios ya que la optimización no afecta el costo de la factura de los usuarios.

En la optimización, el costo 2 no converge debido a que el costo de suministro aumenta más que el ingreso, provocando una ganancia negativa, lo que llevaría a una pérdida económica de la distribuidora. Esto es el resultado de considerar una función de costo no escalable.

Queda como trabajo futuro, aplicar esta nueva función de costo de suministro cuando la distribuidora persigue un criterio técnico de optimización ante un gran número de usuarios.

REFERENCIAS

- [1] A. R. Jordehi, "Optimisation of demand response in electric power systems, a review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 103, pp. 308–319, 2019, doi: /10.1016/j.rser.2018.12.054.
- [2] F.-L. Meng and X.-J. Zeng, "An optimal real-time pricing for demand-side management: A Stackelberg game and genetic algorithm approach," 2014, pp. 1703–1710, doi: 10.1109/IJCNN.2014.6889608.
- [3] A. Soares, C. H. Antunes, C. Oliveira, and Á. Gomes, "A multi-objective genetic approach to domestic load scheduling in an energy management system," *Energy*, vol. 77, pp. 144–152, 2014.
- [4] J. G. Kassakian *et al.*, "The future of the electric grid: An interdisciplinary MIT study," URL <http://energy.mit.edu/research/future-electric-grid/>. [Accessed 16 Aug 2018], 2011.
- [5] P. Carrasqueira, M. J. Alves, and C. H. Antunes, "Bi-level particle swarm optimization and evolutionary algorithm approaches for residential demand response with different user profiles," *Information Sciences*, vol. 418, pp. 405–420, 2017, doi: /10.1016/j.ins.2017.08.019.
- [6] F.-L. Meng and X.-J. Zeng, "A bilevel optimization approach to demand response management for the smart grid," 2016, pp. 287–294, doi: 10.1109/CEC.2016.7743807.
- [7] A. Kovács, "Bilevel programming approach to demand response management with day-ahead tariff," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 7, no. 6, pp. 1632–1643, 2019, doi: 10.1007/s40565-019-0569-7.
- [8] S. Bu, F. R. Yu, and P. X. Liu, "A game-theoretical decision-making scheme for electricity retailers in the smart grid with demand-side management," in *2011 IEEE international conference on smart grid communications (SmartGridComm)*, 2011, pp. 387–391.
- [9] L. P. Qian, Y. J. A. Zhang, J. Huang, and Y. Wu, "Demand response management via real-time electricity price control in smart grids," *IEEE Journal on Selected areas in Communications*, vol. 31, no. 7, pp. 1268–1280, 2013.
- [10] C. H. Antunes, M. J. Alves, and B. Ecer, "Bilevel optimization to deal with demand response in power grids: models, methods and challenges," *TOP*, vol. 28, no. 3, pp. 814–842, 2020, doi: <https://doi.org/10.1007/s11750-020-00573-y>.

- [11] M. Besançon, M. F. Anjos, L. Brotcorne, and J. A. Gómez-Herrera, "A Bilevel Approach for Optimal Price-Setting of Time-and-Level-of-Use Tariffs," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 6, pp. 5462–5465, 2020, doi: 10.1109/TSG.2020.3000651.
- [12] I. Soares, M. J. Alves, and C. Henggeler Antunes, "A population-based approach to the bi-level multifollower problem: an application to the electricity retail market," *International Transactions in Operational Research*, 2019.
- [13] I. Soares, M. J. Alves, and C. H. Antunes, "Designing time-of-use tariffs in electricity retail markets using a bi-level model—Estimating bounds when the lower level problem cannot be exactly solved," *Omega*, vol. 93, p. 102027, 2020.
- [14] A. Kovács, "On the computational complexity of tariff optimization for demand response management," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 3204–3206, 2018.
- [15] C. Chen, S. Kishore, and L. V. Snyder, "An innovative RTP-based residential power scheduling scheme for smart grids," in *2011 IEEE International Conference on Acoustics, Speech and Signal Processing (ICASSP)*, 2011, pp. 5956–5959.
- [16] S. Sekizaki, I. Nishizaki, and T. Hayashida, "Electricity retail market model with flexible price settings and elastic price-based demand responses by consumers in distribution network," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 81, pp. 371–386, 2016.
- [17] A.-H. Mohsenian-Rad, V. W. Wong, J. Jatskevich, R. Schober, and A. Leon-Garcia, "Autonomous demand-side management based on game-theoretic energy consumption scheduling for the future smart grid," *IEEE transactions on Smart Grid*, vol. 1, no. 3, pp. 320–331, 2010.
- [18] B. Chai, J. Chen, Z. Yang, and Y. Zhang, "Demand response management with multiple utility companies: A two-level game approach," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 722–731, 2014.
- [19] M. Asensio, G. Muñoz-Delgado, and J. Contreras, "Bi-level approach to distribution network and renewable energy expansion planning considering demand response," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 6, pp. 4298–4309, 2017.
- [20] A. R. Vidal, L. A. Jacobs, and L. S. Batista, "An evolutionary approach for the demand side management optimization in smart grid," in *IEEE Symposium on Computational Intelligence Applications in Smart Grid (CIASG)*, 2014, pp. 1–7, doi: 10.1109/CIASG.2014.7011561.
- [21] S. Belhaiza and U. Baroudi, "A game theoretic model for smart grids demand management," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 3, pp. 1386–1393, 2014, doi: 10.1109/TSG.2014.2376632.
- [22] G. Huang, J. Yang, and C. Wei, "Cost-Effective and comfort-aware electricity scheduling for home energy management system," 2016, pp. 453–460, doi: 10.1109/BDCLOUD-SOCIALCOM-SUSTAINCOM.2016.73.
- [23] Z. Zhu, S. Lambotaran, W. H. Chin, and Z. Fan, "A game theoretic optimization framework for home demand management incorporating local energy resources," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 11, no. 2, pp. 353–362, 2015, doi: 10.1109/TII.2015.2390035.
- [24] D. Bian, M. Pipattanasomporn, and S. Rahman, "A human expert-based approach to electrical peak demand management," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 3, pp. 1119–1127, 2015, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2348495.
- [25] S. N. Bragagnolo, J. C. Vaschetti, and F. Magnago, "A technical and economic approach to multi-level optimization models for electricity demand considering user-supplier interaction," *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jksues.2021.02.005>.
- [26] Ciudad de Córdoba, "Guía Estadística Córdoba una Ciudad en Cifras 2019," 2019, https://gobiernoabierto.cordoba.gob.ar/media/datos/GUIA_2019.pdf (accessed Mar. 26, 2021).
- [27] AEA, "Reglamentación para la ejecución de instalaciones eléctricas en inmuebles," AEA 90364-7-771). Buenos Aires: AEA, 2006.



Sergio Nicolás Bragagnolo is a PhD student in Engineering Sciences at the National University of Córdoba (2017) and a Mechanical and Electrical Engineer (2015) graduate of the National University of Córdoba. He is a team research in the CIDTIEE of Córdoba Regional Faculty belonging to National

Technological University. He has experience in the use of different software, in the design of transformer stations and electrical installations. His areas of interest are Smart Grids, Demand Management and Electrical Power Systems.



Jorge Vaschetti (SM'15) Electronic Engineer from the National Technological University. PhD in Engineering Sciences from the FCEFyN of the UNC. He is the Director of the CIDTIEE of the Department of Electrical Engineering of the UTN-FRC, where he is an exclusive professor by contest and researcher category "B" and category II of the CONEAU. Currently his research is concentrated in the area of Intelligent Control applied to Electrical Power Systems.



Fernando Magnago (SM' 2003) is a graduate of Texas A&M University with a master's and doctorate degree. Fernando has worked at Nexant Inc. since 2000 where he is a Project Manager. Additionally, he is a professor at the National University of Rio Cuarto, Argentina. His areas of interest include modeling, economic analysis, operation and planning of Power Systems.