

Modernización de la distribución ¿un reto o un imposible?

Harold Esneider Pantoja Villota

Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación
Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales

El sistema eléctrico colombiano se encuentra compuesto por cuatro pilares, cuatro actividades encargadas de permitir que en cualquier hora del día se pueda encender un bombilla, utilizar un computador, cargar un celular y realizar trabajos que dependen necesariamente de un suministro eléctrico para llevarse a cabo, como seguridad y procesos industriales; estas actividades son la generación, transmisión, distribución y comercialización, una cadena que permite el desarrollo de una región y eleva la calidad de vida de sus habitantes. Entre estas, la distribución es un área en continuo crecimiento, no solo a nivel de cantidad de redes, sino en términos de innovación, pues su cercanía con el uso final le obliga a ser una actividad que además de llevar la energía eléctrica hasta residencias, comercios e industrias, debe lograr que esta energía entregada sea eficiente y de calidad. Es por lo anterior por lo que la implementación de nuevas medidas para responder a la demanda, pueden llevar a que el sistema mejore su eficiencia, que, a su vez, en términos económicos puede llevar a que el usuario final reciba señales positivas con respecto a las tarifas que debe cancelar. En ese sentido, ante la existencia de retos como la generación distribuida, la necesidad de confiabilidad de la red y calidad del servicio, aparecen soluciones como la gestión de la demanda y las redes inteligentes, pero ¿Qué tan lejos estamos de poder implementar esas soluciones que lleven a considerar la distribución como una actividad de bajo riesgo y con alta confiabilidad?

GIPEM 06, marzo (2024)
pp. 48-54
www.gipem.co/revista-gipem
gipem_fiarman@unal.edu.co
©Derechos patrimoniales
Universidad Nacional de Colombia

Resulta que existe una dualidad particular en el sector de la distribución, pues, al considerarse como un monopolio natural, su regulación se enfoca en establecer condiciones a la inversión realizada, es decir, que se genera un conflicto entre la necesidad de mejorar las redes de media y baja tensión, y las limitaciones que se les dan a los distribuidores para que dichas mejoras no vayan en contravía del costo final que se le cobra a los usuarios residenciales, comerciales e industriales (I-Pere-Arriaga, 2013). Por lo anterior, ya se encuentra un primer gran reto, que radica en el área económica del sector, pues independientemente del funcionamiento del mismo, la regulación siempre busca el equilibrio entre la

utilidad del distribuidor y el beneficio social del consumidor, pero ¿De qué manera se puede lograr este equilibrio sin afectar la inversión en tecnología e innovación? La respuesta aparece en los esquemas de remuneración por incentivos, en los cuales se tiene en cuenta la existencia de un costo por inversión, pero se diferencia en que este busca que las empresas utilicen su dinero de la forma más eficiente y por esto, los incentivos se basan en maximizar las utilidades de la empresa, con un nivel de inversión razonable y cumpliendo con un límite de ingresos establecido, proporcional a la propuesta de inversión presentada durante los periodos tarifarios y con lo cual se consideran metas que determinan un incentivo o una penalidad (CREG, 2014).

Por otro lado, se encuentran los retos técnicos, un conjunto de desafíos que aparecen con la finalidad de dar solución a los problemas eléctricos que afectan la red, encontrando de primero la sobrecarga a la que se someten los sistemas durante las horas pico de demanda y para lo cual se ha presentado una posible solución, la gestión de la demanda. Una de las principales áreas que se referencia cuando se habla de esta solución es el tema tarifario, pues son los comercializadores los encargados de realizar el cobro de la energía, teniendo en cuenta los costos de cada una de las actividades de la cadena del suministro eléctrico (CREG, 2007). Este cobro particularmente se desvincula de la curva de demanda que se tiene en el país, es decir, el consumo en horas valle como las de la madrugada será cobrado de la misma manera que el realizado durante horas pico, por ejemplo, alrededor de las siete de la noche (CREG, 2020). Entonces, la propuesta que nace por medio de la gestión de la demanda se basa en la implementación de un cobro de energía horario, de tal manera que se constituya una relación entre el costo de energía y la demanda durante periodos de una hora, con lo cual se lograría establecer un mayor cobro para horas de alto consumo, pero un cobro bajo para horas de poca demanda, creando un incentivo para que el usuario distribuya de una forma diferente la energía eléctrica utilizada (CREG, 2020). Lo anterior constituye una manera de hacer del consumidor un participante más activo dentro del sistema, impulsando la apropiación por el consumo responsable y los efectos inherentes a este cambio, como el tema ambiental y la reducción de centrales de generación trabajando de forma simultánea (Sergio. N, 2020).

Esta propuesta de esquema tarifario tiene un primero objetivo de lograr un acercamiento del usuario hacia el conocimiento de lo que abarca el cobro por energía consumida, pues particularmente los usuarios no tienen conocimiento del tipo de cobro que se hace, a pesar de los derechos expresos que existen para que esta información sea compartida o en su defecto entregada de forma oportuna, por parte de las empresas prestadoras del servicio (CREG, 1997). Además, con el conocimiento previo, el usuario está en capacidad de determinar el modo de uso de la energía eléctrica y es ahí donde la aplicación de un esquema tarifario cobrado de manera horaria puede conseguir su principal objetivo, la reducción de la cargabilidad del sistema en momentos específicos; como ha ocurrido en México, con la implementación de un esquema tarifario compuesto por tres tipos de cobro. Un primer esquema de carácter fijo, en el cual se realiza el pago de consumo de energía por medio de la operación entre un costo fijo por kWh y la cantidad de energía consumida. Luego, se encuentra un segundo esquema, objeto de aplicación de un modelo de gestión de la demanda, conocido como esquema tarifario por horario, en el cual se realiza el cobro de la energía de acuerdo con la hora del día en la que se consuma, además del día de la semana en el que se esté realizando la lectura del consumo; aquí se definen horarios base, intermedios y de punta para cada día, con costos incrementales respectivamente. Por último, se encuentra un tercer esquema conocido como tarifario escalonado, también enfocado en fomentar el consumo responsable, aplicado de acuerdo a tres rangos de consumo, en los cuales se puede encontrar el cliente; Los rangos se establecen hasta un determinado valor de kWh consumido, de tal manera que el rango básico lleva un costo de energía bajo, el rango intermedio, un valor de energía mayor que el anterior y el rango excedente conlleva un costo de la energía que cobra por cada kWh adicional al límite del rango intermedio (RES, 2021).

De acuerdo con lo anterior, la gestión de la demanda, implementada por medio del cobro de energía horaria o acumulada es un esquema que puede ser útil para momentos de alta demanda o variaciones

significativas en la generación eléctrica; sin embargo, el desarrollo de este tipo de iniciativas enfrenta un reto adicional, la necesidad de realizar un cambio en los dispositivos que se encargan de la medición del consumo de energía (S. Telles, et al 2018). Este proceso busca el cambio del medidor analógico que se encuentra en la entrada de la casa, por un medidor inteligente, con un funcionamiento digital que permite realizar seguimiento del consumo de forma horaria, análisis del flujo de la energía, realizar una gestión de base de datos y una característica que se debe resaltar, la posibilidad de contar con un sistema de comunicación, que facilita la lectura de registros de consumo al permitir realizarla de forma remota (J. Echeverría, et al, 2022). Ya existen diferentes casos alrededor del mundo, en los cuales la digitalización de los sistemas de distribución ha tomado mucha fuerza, como el caso español, específicamente con la empresa Iberdrola, la cual, desde el año 2018 inició con la tarea de cambiar los equipos de medición convencionales por contadores digitales y con la cual, hasta la fecha llevan alrededor de 10,7 millones de equipos instalados (S. Telles, et al, 2018).

Claramente, la inversión para iniciativas como cambio de equipos de medición es considerable, sin embargo, aún, teniendo en cuenta este tipo de retos, Colombia no se ha quedado atrás en la búsqueda de innovación para sus sistemas eléctricos, pues desde el año 2020 existe la normativa que regula la implementación de sistemas de medición avanzada, considerando la necesidad de realizar una reconversión tecnológica en pro de la eficiencia energética (CREG, 2020). Y es que no se trata solamente de un modelo de medición remota, la medición avanzada va más allá de un sistema de comunicación, pues gracias a este tipo de equipos la recolección de información de la señal de tensión y corriente que llegan a una residencia pueden incluirse en una base de datos, que a su vez pueden ser el insumo para análisis de calidad de la potencia; como el caso del modelo de medidor inteligente implementado en la Universidad de Nariño, el cual se conecta a una microrred compuesta por los edificios que conforman el plantel y que cuenta con un modelo de conexión a sistemas SCADA, además de la capacidad que posee de realizar una lectura de 250.000 muestras por segundo, registrando señales de la frecuencia de 2.4 kHz, traducido en un estudio que llega hasta el armónico 46 (A. Arciniegas, et al, 2017). En ese orden de ideas, la replicabilidad de un equipo de medición con tales características es una idea que puede revolucionar la manera de gestionar la demanda eléctrica, además de darle a los operadores de red la capacidad de implementar nuevas medidas de gestión de la demanda.

Las medidas mencionadas como nuevas se deben diferenciar de la medida mencionada anteriormente, pues esta se enmarca en lo conocido como gestión de la demanda indirecta o por precio, en la cual, el proceso de variación de la curva de demanda queda en manos de los consumidores y la libre elección de consumir energía de una forma eficiente o ser indiferentes a las facilidades que los operadores de red presentan (GIZ, 2021). Luego, se encuentran las medidas de gestión de la demanda por incentivo (en Colombia, demanda desconectable voluntaria), en las cuales el operador de red genera una utilidad para aquellos consumidores que demuestran tener la posibilidad de realizar una desconexión en el sistema por periodos de tiempo determinados, ayudando a reducir la carga a la cual se someten los sistemas eléctricos, generalmente durante horas pico de consumo. Esta medida se puede presentar bajo diferentes esquemas, basados en la desconexión de carga voluntaria y diferenciados en el tipo de problema del sistema al que responden, como precios del mercado, necesidad de confiabilidad, pedido de reducción de carga o funcionando como servicios auxiliares (C. Goldman, 2010).

Ahora, aparecen de nuevo los equipos de medición inteligente, pues, para poder aplicar el modelo de gestión de la demanda por desconexión de carga es necesario partir del pago que reciben quienes están dispuestos a ofrecer este servicio, ya que la determinación de la potencia no consumida durante ese rango debe tener un seguimiento remoto y continuo; es decir, esta medida es una más de las que se pueden implementar gracias al uso de las nuevas tecnologías y la innovación de los sistemas actuales (CREG, 2010). Lo anterior, una vez más responde a la necesidad de llevar los sistemas de distribución hacia nuevos niveles tecnológicos, pues, el retraso con respecto a estas tecnologías no solamente representa una disminución en el trabajo que se realiza para mejorar el beneficio social de los consumidores, sino también, una disminución en las acciones realizadas en búsqueda de reducir los niveles de afectación

ambiental, causados por el uso indiscriminado de recursos ambientales para generación (R. Castañeda, 2018). La relación entre estas dos actividades y la solución planteada por la gestión y respuesta de la demanda radica en la respuesta proporcional que tiene la generación eléctrica con respecto al incremento de la demanda, inherente al crecimiento de un país; pero, es justamente el modelo tratado el que busca que la generación no necesite inversiones grandes para responder a nueva demanda y tampoco que se necesiten múltiples plantas respondiendo a un determinado consumo, por el contrario, se necesita que la demanda sea abastecida por medio de un grupo de plantas reducido y con capacidad suficiente, que a su vez conlleva una tarifa reducida para dicha actividad (M. Dávila, et al, 2005).

Todo lo anterior, demuestra la relación entre inversión en tecnología para redes y acciones contra el cambio climático, sin embargo, entre estas acciones existe una bien conocida, la penetración de generación distribuida basada en fuentes de generación renovable, generalmente relacionada con las nuevas facilidades que existen en el mercado para acceder a sistemas de generación fotovoltaicos. Este tipo de generación se relaciona con dos de los temas mencionados, comenzando con la necesidad de una inversión en cambio de medidores, ya que la posibilidad que se les da a los consumidores de generar energía eléctrica para autoconsumo e inyección de residuos conlleva un flujo inverso al del suministro normal, que debe ser medido con equipos bidireccionales tanto para lectura del generador pequeño, como para el operador de red (Diego. Alcócer, et al, 2023). No obstante, la generación distribuida correctamente instalada puede también ser un factor de mejoramiento en la calidad del servicio, principalmente por incrementar el grado de confiabilidad y el perfil de tensión; por esta razón, es importante que por medio de los perfiles de carga que se pueden generar gracias a medidores inteligentes, se realicen planes de fomento de generación distribuida y autoconsumo con localizaciones determinadas, seguidos de estudios para identificación de restricciones en tiempo real (D. Alcócer, et al 2023).

De acuerdo con lo mencionado, existe una relación adicional sobre la generación distribuida y los temas tratados a lo largo de este escrito y en este caso es la capacidad de utilizar dicha energía eléctrica como forma de respuesta ante esquemas voluntarios de desconexión de carga, pues, además de utilizarse como método de autogeneración y entrega de unos pocos excedentes, se puede calificar como una forma estratégica para liberar una porción de la carga por la cual deben responder las centrales de generación convencionales (C. García, 2021). Y, de manera similar a los retos anteriores, la generación distribuida también necesita de un sistema de monitoreo continuo y capacidad de comunicación, para realizar un seguimiento remoto, además de una condición especial y es la capacidad de conexión y desconexión por parte del operador, pues el flujo del sistema puede presentar diferentes condiciones, que incluso lleven a afectar los sistemas de protección y su coordinación, por lo cual, son los sistemas de generación distribuida los que tienen la capacidad de responder ante la necesidad de inyectar potencia o no al sistema, por medio de una correcta gestión realizada por los operadores de red (Ch.Goldman, 2010).

Teniendo en cuenta lo escrito anteriormente, se debe identificar que, dentro de los esquemas mencionados, en búsqueda de mejorar la calidad del sistema eléctrico por medio de la implementación de tecnologías innovadoras, que convierten al consumidor en un actor dentro de la generación de energía eléctrica, los sistemas de distribución junto las empresas comercializadoras se enfrentan a un reto de nivel regulatorio, puesto que ha sido por medio del cálculo de costo del servicio e indicadores como calidad de la energía, que se ha remunerado durante un tiempo la actividad de distribución, partiendo del uso que se realiza de las redes de media y baja tensión, propiedad de diferentes empresas (CREG, 2018). Pero, ahora que el flujo de potencia puede llegar desde el consumidor y es claro que el aporte de diferentes generadores a pequeña escala puede incluir factores armónicos que afectan la calidad del servicio, ¿Qué tan preparada se encuentra Colombia para responder a la conexión de múltiples autogeneradores a pequeña escala? Pues resulta que este es un reto que el país ya se encuentra enfrentando, gracias a la expedición por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas de resoluciones como la 030 de 2018, que regula las actividades de autogeneración y generación

distribuida, además de la ley que se viene aplicando desde el año 2015, por medio de la cual se regula la integración de energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional (O. Prias, 2020).

Así mismo, es necesario reconocer un reto que de nuevo abarca varios de los temas mencionado anteriormente y es la dificultad que tienen los sistemas de generación distribuida para almacenar energía y poderla inyectar a la red, pues inicialmente, este tipo de generación se encuentra en gran proporción relacionada con la generación fotovoltaica, que por la naturaleza de su fuente presenta intermitencia, de tal magnitud que sería difícil reconocer los patrones de generación y partir de estos, utilizarlas como fuentes de abastecimiento constantes ante una posible contingencia o necesidad de desconexión de carga voluntaria del sistema eléctrico nacional y posterior alimentación por medio de estos sistemas a pequeña escala (J. Guacaneme, et al., 2014). Entonces, los sistemas de generación a pequeña escala necesitan una coordinación entre la capacidad de almacenamiento y la medición inteligente, capaz de reconocer por medio de estos los patrones de producción a lo largo del día, de tal manera que el operador de red tenga pleno conocimiento de la capacidad de inyección que tiene un sistema, entregando de forma remota la información y utilizándola para realizar proyecciones de respuesta a la demanda (CIGEPI, 2016).

Por último, un reto no menos importante es la proyección que desde ya debe tener las redes de distribución para tener la capacidad de abastecer la demanda que generan los sistemas de carga vehicular, que de hecho ya existen en algunas ciudades de Colombia, pero que hacia el futuro pueden representar problemas de demanda muy alta. Este reto se considera de vital estudio, puesto que los vehículos eléctricos necesitan conectarse a una red que responda a su demanda, pero la realidad de las redes de distribución es que no se encuentran diseñadas para este tipo de carga y su robustez puede afectarse cuando los sistemas vehiculares funcionen ya sea en modo de almacenamiento, donde entregan energía y pueden producir sobrecargas o en modo de carga, consumiendo potencia del mismo (G. Gómez, et al, 2021). Todo lo anterior debe enfocarse en el arduo trabajo que deben considerar los operadores de red y los agentes distribuidores de cara a la mayor participación de vehículos eléctricos dentro del parque automotor del país, pues la incursión de este tipo de cargas puede llevar a que un sistema se exponga a un estrés capaz de llevarlo a un nivel de pérdidas mucho mayor con respecto a los valores normales, traducido en la necesidad de hacer una repotenciación de las líneas de media y baja tensión, junto con inversión sobre sistemas de regulación de tensión, que sean capaces de responder ante cambios súbitos en las magnitudes de la red (J. Galarza, et al, 2021).

Todo lo anterior ha sido la recopilación del conjunto que retos que se encuentran afrontando los sistemas de distribución, no solamente desde el punto de vista futuro, sino desde la actualidad, pues, como se mencionó al inicio, la demanda se encuentra en constante crecimiento y no se puede permitir que sea solamente la actividad de generación la que se encargue de responder ante la misma. Es momento de que los consumidores sean considerados como una parte del sistema con mayor relevancia que el valor que se les ha dado como clientes solamente; el consumidor tiene la capacidad de controlar el funcionamiento del sistema a partir del cambio de sus patrones de demanda, tiene la posibilidad además de recibir incentivos por desconectar su carga y adicionalmente puede incursionar en la aplicación de sistemas de generación distribuida, principalmente por medio de sistemas de generación solar fotovoltaica, que en la actualidad se encuentran en fomento por parte de entes estatales y empresas eléctricas. Esto significa que tanto las empresas comercializadoras, como las dueñas de los sistemas de distribución y los mismos clientes necesitan encontrarse en sintonía, de tal manera que se pueda realizar una coordinación, que eleve los estándares de funcionamiento de la red y con este la calidad del servicio de energía prestado.

Finalmente, identificar que los sistemas de distribución, a pesar de encontrarse diseñados para soportar un tipo de carga en específico, haciendo uso de dispositivos no tan tecnológicos, hoy si tienen la capacidad de renovarse, pues con el crecimiento de la demanda, la investigación también lo hace y junto con ella, las soluciones ante cada uno de los problemas que existen en la actualidad. Colombia es un país

que debe partir de su capacidad de replicabilidad, de tal manera que las principales inversiones de cara al futuro deben centrarse en los sistemas de medición inteligente, que trabajen de la mano con análisis de calidad de la energía, los sistemas de generación distribuidos y a pequeña escala basados en fuentes renovables; además, en cuanto a la parte regulatoria y de anticipación contra fallos en el sistema, se pueden realizar estudios que partan de los datos aportados por mediciones inteligentes, para generar respuesta a la demanda y poder realizar planes de gestión muy eficiente, que involucren al consumidor y le den capacidad de acción para poder responder a contingencias, pues en las acciones en conjunto se puede encontrar la respuesta a los retos que se vienen de cara a un futuro con crisis energética y crecimiento exponencial en la demanda.

Referencias

- Alcocey-Ayala, D. R., Pozo Vallejo, Y., Sempértegui, D. F., & Orellana Lafuente, G. (2023). *Caso de estudio: Impacto de la generación distribuida en redes eléctricas de distribución*. Cochabamba: Investigación y desarrollo.
- Arciniegas F., A. F., Imbajoa R., D. E., & Revelo F., J. (2017). Diseño e implementación de un sistema de medición inteligente de la microrred de la Universidad de Nariño. *Scielo*, 15.
- Bragagnolo, S. N., Vaschetti, J. C., Magnago, F., & Gomez-Targarona, J. C. (2020). Gestión de la demanda en redes inteligentes. Perspectiva y control desde el usuario y la distribuidora. *Scielo*, 12.
- Charles, G. (2010). *Coordinantios of Energy Efficiency and Demand Response*. California: California Digital Library.
- CREG. (2014). *Metodología para remunerar la distribución de energía eléctrica*. Bogotá: CREG.
- CREG. (2020). *Estrategias para la implementación de esquemas de señales de precios y cargos horarios a los usuarios finales en el SIN, para ser utilizados en programas de respuesta de la demanda*. Bogotá: CREG.
- CREG No. 015. (29 de enero de 2018). *Comisión de regulación de energía y gas. Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional*. Bogotá, Colombia: CREG.
- CREG No. 063. (27 de abril de 2010). *Comisión de regulación de energía y gas. Por el cual se regula el anillo de seguridad del cargo por confiabilidad denominado demanda desconectable voluntariamente*. Bogotá, Colombia: CREG.
- CREG No. 108. (09 de Julio de 1997). *Comisión de regulación de energía y gas. Por la cual se señalan los criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red física, en relación con la facturación, comercialización y demas asuntos*. Bogotá, Colombia: CREG.
- CREG No. 119. (21 de diciembre de 2007). *Comisión de regulación de energía y gas. Por el cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional*. Bogotá, Colombia: CREG
- CREG No. 131. (25 de junio de 2020). *Comisión de regulación de energía y gas. Por la cual se*

establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada del SIN. Bogotá, Colombia: CREG.

Dávila R., M. A., Trujillo R., C. A., & Jaramillo R., A. A. (2022). Revisión de mecanismos de gestión de lado de la demanda para la gestión de energía del hogar. *Revista chilena de ingeniería*, 15.

Echeverría Molina, J. S., & García-Echeverría, J. (2022). Medición avanzada inteligente, retos al consumo responsable del servicio público domiciliario de energía en Colombia. *Scielo*, 17.

Galarza Linares, J., Condezo-Hurtado, D., Saenz-Loaiza, B., & Huarac-Rojas, D. (2021). Evaluación de la red de distribución: *Conexión del vehículo eléctrico híbrido enchufable*. Perú: Universidad Nacional del Centro del Perú.

García Montoya, C. A., López-Tezama, J. M., & Gómez San Roman, T. (2021). Estimación del costo de distribución de la energía eléctrica en Colombia considerando generación distribuida fotovoltaica. *Scielo*, 10.

GIZ, Universidad Federico Santa María. (2021). *Impacto de esquemas tarifarios en perfiles horarios de demanda asociada a vehículos eléctricos particulares en redes de distribución chilena*. Santiago de Chile: Internationale Zusammenarbeit.

Gómez-Ramírez, G. A., Meza, C., & Morales-Hernandez, S. (2021). *Oportunidades y desafíos para la integración de almacenamiento electroquímico en las redes eléctricas centroamericanas*. Costa Rica: Tecnología en Marcha.

Guacaneme, J. A., Velasco, D., & Trujillo, C. M. (2013). Revisión de las características de sistemas de almacenamiento de energía para aplicaciones en microrredes. *Scielo*, 14.

Liliana, C. H. (2018). Estrategia para la inclusión de la respuesta de la demanda en mercados de energía eléctrica similares al colombiano. *Universidad de La Salle*, 22.

Silva Rubio, L. A. (2016). *Medición y gestión inteligente de consumo eléctrico*. Industria y Comercio Superintendencia.

Tellez Gutierrez, S. M., Rosero García, J., & Cespedes Gandarillas, R. (2018). Sistema de medición avanzada en Colombia: beneficios, retos y oportunidades. *Scielo*, 11