

Cargos de respaldo por uso de la red eléctrica en el costo unitario de energía distribuida: desafíos y oportunidades para la planificación

Support charges for the use of the electric grid in the unit cost of distributed energy: challenges and opportunities for planning

Ulises Daniel Lubo

Universidad del País Vasco UPV/EHU, España. Correo electrónico: ulubo001@ikasle.ehu.eus

Recibido: 29 mayo, 2018. Aceptado: 21 febrero, 2019. Versión final: 10 abril, 2019.

Resumen

Con el avance tecnológico en las técnicas de generación de electricidad y la necesidad imperante del desarrollo sostenible de los países, el uso masivo de energías alternativas a las tradicionales ha tomado relevancia en los últimos quince años, con metas claras hacia 2020 para desarrollo sostenible. En materia de reglamentación, Colombia no puede quedarse atrás: ya se han hecho avances en el tema con la ley 1715 de 2014 y varios decretos que incentivan la producción de energías renovables. El objetivo de este artículo, como aporte a este avance, es dar cuenta del estado del arte frente a la forma en que se maneja, por regulación tarifaria, el balance neto y autoconsumo residencial de energía por DER en varios países de Europa. Además, se entrará en detalle acerca de las ventajas que ofrece usar una metodología seleccionada para considerar cargos justos de respaldo por uso de la red eléctrica por parte de generadores distribuidos a partir de energía solar fotovoltaica. Todo esto desde un enfoque de planificación de la red, en el que se selecciona una metodología de largo plazo que integra de manera eficiente la generación distribuida al sistema interconectado, y que permite períodos de transición en su implementación, con el fin de evitar el trastorno de los operadores de redes (OR). Asimismo, este análisis se soporta en la operación simulada de un sistema con DER y los cambios en flujos de cargas por descongestión e inyección de excedentes que tiene el sistema eléctrico en el escenario de un uso masivo de estos recursos.

Palabras clave: regulación energética; recursos de energía distribuida; planificación de red; cargos de respaldo; operador de red.

Abstract

With the technological advance in electricity generation techniques and the prevailing need for sustainable development of countries, the massive use of alternative energies has been in force for the last 15 years, with clear goals towards 2020 for sustainable development. At the regulatory level, Colombia cannot be left behind in the regulation, and progress has already been made on the subject with law 1715 of 2014 and several decrees of incentives in the promotion of renewable energies. The objective of this paper is to show the state of the art on the way in which the net balance and residential energy self-consumption by DER is handled by several tax regulations in different countries of Europe; moreover, it will also go into detail about the advantages offered by using a selected methodology to consider fair charges of support for the use of the electrical network by generators distributed from photovoltaic solar energy, all this as a contribution to advances already made in this field. This is provided from a network planning

approach, in which a long-term methodology is selected that efficiently integrates the distributed generation into the interconnected system and allows transition periods in its implementation to avoid disruption of network operators (ORs). Likewise, this analysis is supported by the simulated operation of a system with DER together with the changes in load flows due to decongestion and surplus injection that the electric system has in the scenario of massive use of these resources.

Keywords: energy regulation; distributed energy resources; network planning; backup charges; network operator.

1. Introducción

Los constantes cambios tecnológicos en la red de distribución, sumados a la evolución hacia un nuevo mercado eléctrico, representan un desafío para los planificadores de la red eléctrica. Específicamente, los recursos de energía distribuida, por ejemplo: dispositivos de almacenamiento (baterías), generación distribuida (GD) y vehículos eléctricos, clasificados así, en el estado del arte representan una demanda activa por parte de los usuarios propietarios de dichos recursos, inmersa en un sistema que seguramente tendrá su propio operador de red. Esto desemboca en una indispensable relación usuario-operador de red, que debe ser coordinada técnicamente y regulada bajo parámetros de sostenibilidad. Lo anterior con el fin de obtener beneficios como la confianza, por estar interconectados al Sistema y, a su vez, que el sistema operado identifique las ventajas competitivas que estos elementos ofrecen, sobre todo con miras a su planificación.

Como antecedentes a estos cambios, se lista una serie de eventos recientes que han originado un nuevo ambiente en la infraestructura del sistema de potencia [1]:

- La desregulación del sector eléctrico.
- La oposición pública a la construcción de nuevas líneas de transmisión.
- La necesidad de mitigar impactos ambientales ocasionados por la generación de electricidad.
- El rápido incremento de la demanda en ciertas regiones
- Los avances significativos en tecnologías amables con el medio ambiente, como la eólica y la solar fotovoltaica.
- La decisión pública de incrementar tecnologías verdes basadas en recursos renovables.

En los siguientes apartados, los recursos de energía distribuida se acotan en GD de usuarios interconectados al sistema eléctrico.

2. Perspectiva del operador de red

En principio, se podría imaginar que la existencia de autoconsumo significaría que toda la carga del sistema

se deslastrara y acabara por retirarse el mercado demandado del operador, invisibilizando así su sostenibilidad financiera. Esta dificultad ya es historia, puesto que la innovación tecnológica y el progreso de las tecnologías de GD permiten ahora interconectar los sistemas de distribución. De este modo, los operadores de redes, que son los más interesados en diversificar su portafolio de servicios, pueden elaborar un *holding* de negocios. Así pues, en el caso de la energía solar fotovoltaica las oportunidades se reflejan en los siguientes aspectos:

- Instalación de GD solar fotovoltaica (con tarifa especial de suministro a usuarios).
- Mantenimiento de instalaciones solares fotovoltaicas (SFV)
- Disminución de la inversión en alimentadores primarios de distribución.
- Posibilidad de reducción de pérdidas no técnicas.
- Monitoreo de la congestión de redes y pérdidas de energía.

Resulta interesante considerar la posibilidad de reducir la tarifa a los usuarios dependiendo del recurso primario que se utilice. A su vez, dependiendo del punto de conexión en el sistema eléctrico de potencia y ajustando condiciones de congestión por flujos de cargas [2]. La incidencia en el costo unitario repercutirá inmediatamente en el aspecto técnico que se pretende regular, es decir, según sea la dimensión de la unidad de GD conectada al sistema y el punto de conexión.

Las instalaciones solares fotovoltaicas tienen un costo bajo de mantenimiento, que puede ser fácilmente incluido dentro del costo unitario por prestación del servicio de energía eléctrica para usuarios interconectados. Al rededor del 1% de la inversión anual (según la California Energy Resources Guide).

Varios estudios han demostrado que conectar GD reduce significativamente las pérdidas en la red de distribución. y mejora los perfiles de tensión [3]. Estas ventajas operativas allanan el camino para que la inyección de GD sea vista como una oportunidad para reducir las pérdidas técnicas, además de identificar las zonas donde

existan pérdidas no técnicas, es decir, aquellas que se deben a la energía consumida, pero no pagada, bien sea a causa de errores administrativos o fraudes. Esta masificación implicaría el monitoreo local y pormenorizado del sistema, como método para supervisar adecuadamente la red. En consecuencia, el procedimiento necesariamente debe ir acompañado de la conexión de un medidor en el sistema. Lo anterior se representa en la figura 1.

Allí, las zonas verdes corresponden a centros de consumo totalmente medidos en sus fronteras comerciales. La zona azul, por otro lado, muestra un área de clientes fraudulentos detectada en el nodo de inyección de GD en ese ramal. Puesto que los flujos de carga son bidireccionales, se pueden ver islas de consumo igual. Así es como, si existen conexiones fraudulentas comparables a la potencia inyectada de GD, el operador de red puede localizar las zonas en que se encuentran. En caso de uso masivo de GD en el nivel de tensión I (<1kV), aun cuando haya clientes que tengan

GD, la demanda de la zona tendría el mismo consumo de energía eléctrica, sin reflejar su disminución en ciertas horas.

Es indispensable identificar el límite máximo de GD para determinada red, con miras a obtener el máximo beneficio técnico en el aprovechamiento de la GD instalada. Este límite debe ser un criterio de planificación, como parte del impacto técnico frente al sistema. Si no se identifica una localización adecuada de la GD, es posible que las pérdidas del sistema de distribución aumenten significativamente.

Sin duda, lo anterior repercute en la confiabilidad del servicio de energía eléctrica que maneja el operador de red de una determinada zona. Además, se corresponde con un punto de partida para integrar potencia a la red de distribución y debe ser tomando en cuenta al momento de realizar la planificación y posterior aplicación del sistema de distribución de energía eléctrica.

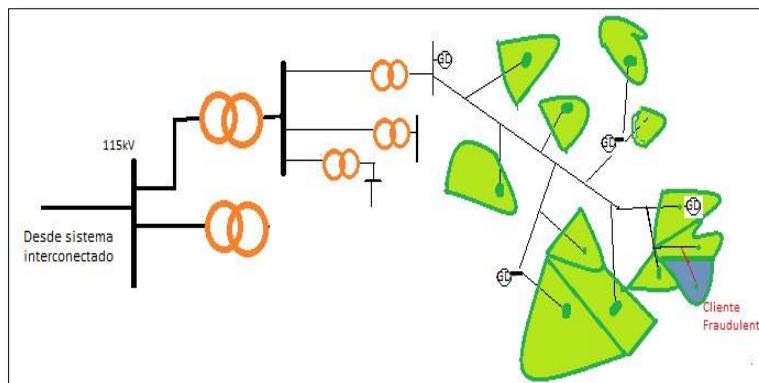


Figura 1. Esquema gráfico de alarma por GD ante consumo no registrado. Fuente: elaboración propia.

3. Perspectiva del usuario de DER: balance neto y paridad de red

Entre los múltiples conceptos económicos que se emplean en el estado del arte, es necesario definir los conceptos de *balance neto* y *paridad de red*, pues son importantes en la inyección de potencia al sistema a partir de recursos de energía distribuida. El balance neto se plantea como incentivo regulatorio para el desarrollo del autoconsumo, ya que, normalmente, la generación que se produce en las instalaciones de los consumidores no está en función de su consumo. Es decir, hay momentos en los que se consume más de lo que se produce y viceversa [5].

Por otro lado, la paridad de red está estrechamente relacionada con el balance neto. Se define como el punto en el que el precio de una fuente de energía en

particular, como la energía fotovoltaica, es igual al precio de la electricidad en el mercado minorista. La paridad de red varía en cada país, según el recurso solar disponible y el costo evitado de la electricidad minorista.

El autoconsumo representa una oportunidad para el consumidor de inyectar excedentes a la red en determinadas horas del día. Dicha inyección presenta algunos retos relevantes:

- La necesidad de remunerar la energía excedente que se suma a la red.
- Establecer un pago de respaldo por uso de la red.
- Que dicha energía no sobrepase el límite de capacidad de transporte en las ramas receptoras.

En resumen, que esta oportunidad no represente para el operador de red un detrimento en las condiciones de funcionamiento óptimo del sistema.

Es indispensable que el operador de red conozca la capacidad que tiene su sistema para recibir la nueva inyección desde aguas debajo de su propia red. Un estudio de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en 2014, a propósito de la Ley 1715 del mismo año, reveló que con el nivel de madurez tecnológica SFV en Colombia, el kWh rondaba entre los 350 y los 400\$/kWh en las principales ciudades del país (UPME, 2014) [6]. Este valor es comparable de hoy, de un kWh vía tarifa que recorre toda la red del sistema interconectado. No obstante, si se compara con el valor de la componente G de la fórmula tarifaria aún vigente (Res. CREG 119 de 2007), resulta alto en términos de una paridad de generación.

4. Experiencia en varios países

Sin duda, la política de incentivos resulta la forma de acelerar la integración de DER a los sistemas eléctricos [7]. Si bien este impulso económico acelera la llegada de la paridad de red y la paridad de generación, la integración debe incluir metodologías que contengan la GD de manera explícita entre sus cálculos de planificación.

En Colombia, se pueden brindar ambos espacios de oportunidad regulatoria para desarrollar el uso masivo de energía solar fotovoltaica, tomando los parámetros de otros países como modelos. Por ejemplo, en el Reino Unido, el principal mecanismo de apoyo para masificación de los sistemas fotovoltaicos de pequeña escala es el esquema Feed in Tariffs (FIT), que se introdujo en 2010 (Un sistema SFV < 5MW puede beneficiarse con FIT). Con esta tarifa, el usuario preferirá el autoconsumo de la mayor parte de la electricidad fotovoltaica generada, puesto que, desde el punto de vista económico, siempre es más conveniente un libre consumo eléctrico, de modo que se ahorra el costo de la electricidad de la red.

En el caso España, El Real Decreto 436/2004 hace que los precios para la electricidad bajo el sistema especial sean más predecibles. También los precios, las primas y los incentivos son determinados como un porcentaje fijo del arancel de electricidad corriente, que se publica al final de cada año, y son aplicables a lo largo de todo el año. Este mismo decreto mejoró el pago por la electricidad generada en instalaciones fotovoltaicas (el umbral para recibir la prima más alta va de 5 kW a 100 kW). En España, los avances en regulación se dieron mucho antes que en otros países de la Unión Europea.

No obstante, hoy existe un posible freno para la promoción de las energías renovables, que representa un desafío para la reglamentación que aún se encuentra en estudio.

El sistema FIT alemán para la generación de electricidad a partir de fuentes renovables está en su tercera fase. Alemania estableció un diseño de política apto, que brindó certeza, longevidad y transparencia a los inversionistas. En síntesis, su FIT está basado en el dimensionamiento de sus plantas, así mismo será el porcentaje tarifario reducido, con el fin de alcanzar unos toques establecidos de cubrimiento de demanda a partir de los recursos primarios deseados. Aquí se incluyen todas las energías renovables [8].

5. Metodología adaptada para planificación basada en el cargo por uso de la red

Dadas las necesidades topológicas y de funcionamiento para la integración de DERs o GD, se define que, si bien es necesario cobrar los excedentes al precio que garantice el mercado, también es primordial que cada autoconsumidor GD pague dentro de su tarifa un cargo por usar la red cuando la necesite, además de un cargo por suministro. En otras palabras, un cargo por uso y un cargo por disponibilidad, según Zhong [9] y posteriormente por Tautiva [10].

Se han postulado varios métodos y herramientas para calcular el valor que los usuarios deben pagar al operador de la red de distribución, con el fin de que este recupere los costos de inversión y operación. La mayoría de estas técnicas se aplican sin tener en cuenta la ubicación de la GD en el sistema. Sin embargo, hay algunas que incluyen señales de localización. Hallar el enfoque más justo y adecuado es tarea del planificador. Debe ser sencillo en su aplicación desde la interpretación de nuevos cargos por uso que puedan ser parte integral de un costo unitario de electricidad impactado por GD [11] [12] [9] [10].

5.1. Adaptación regulatoria

Una vez expuestos los parámetros de planificación y teniendo en cuenta los avances de Colombia en materia de regulación de la actividad de distribución, se complementará el planteamiento de una posible actividad de GD remunerada.

A continuación, se presentan los pasos necesarios para establecer un cálculo por uso de red, que debería cobrarse en la componente D (remuneración de la distribución) del

costo unitario de electricidad para la energía distribuida (ver Res. CREG 119 de 2007).

5.1.1. Cargos por uso de red

A partir de la solución de un flujo de carga, se hace la asignación de un flujo de potencia sobre la red usada. Corresponde a un valor de uso de la red por parte de la generación y por parte de la demanda. La definición de este costo implica los siguientes cuatro pasos [9]:

- Definición de los costos asociados a cada circuito. Para el caso colombiano, se revisa el costo de la red, de acuerdo a las unidades constructivas según la CREG (Res.097 de 2008), se relacionan en la Tabla 1.
- Depreciación del cargo anual: Se define el costo anual equivalente, según sea la tasa interna de retorno y la vida útil de la instalación.

$$AF = \frac{(1+d)^n * d}{(1+d)^n - 1} \quad (1)$$

Donde d es la tasa de depreciación y n , la vida útil de los activos a remunerar Factor Anual. A su vez, se debe calcular el valor presente anual (PVA) para el circuito i :

$$= AF * TC_i = \frac{(1+d)^n * d}{(1+d)^n - 1} * TC_i \quad (2)$$

donde TC = Costo total

- Cálculo del flujo de carga: El flujo causado por la inyección de potencia GD será menor que el flujo máximo admisible del circuito (capacidad).

$$\sum_{\text{all } k} |f_i(k)| < A_i \quad (3)$$

donde A es la capacidad del circuito i , $F_i(k)$ flujo por el circuito i para el usuario.

Cálculo del cargo nodal de elemento para los usuarios de la red, según sea la potencia transmitida.

$$DNP_{1i}(k) = \frac{PVA_i}{\sum_{\text{all } k} |f_i(k)|} \quad (4)$$

donde PVA es el cargo anual equivalente (CAE) o valor presente anual del costo total del circuito i .

5.1.2. Cargos por disponibilidad o respaldo

Sobre la base conceptual de Long Run Incremental Cost (LRIC) [13] tratada para redes de transmisión, se adapta para complementar la metodología de cargos por uso. El objetivo específico es establecer un cargo horario que calcule hora a hora el incremento (o decremento) de costos unitarios de electricidad, dependiendo del circuito radial donde se encuentran conectados los usuarios de GD. Funcionalmente, este costo sirve para brindar una aproximación al cargo en caso de aumentar GD o Demanda (esto último se ve en el cálculo como decremento de GD). Es decir, bien sea durante la operación, o durante la planificación de la expansión del sistema. En esta segunda etapa, se garantiza la recuperación de la inversión de la red no usada desde la alimentación principal. También, da señales de mínima inversión en el largo plazo para la planeación del operador de red, en cuanto a inversión en nuevas redes o repotenciación de las mismas [10]. Los pasos siguientes complementan la metodología, según Zhong [9]:

Determinar el número de años de crecimiento de la demanda antes del reforzamiento de la red.

$$A_i = |B_i - G_i| * (1+r)^n \quad (5)$$

Donde

$|B_i - G_i|$ es el valor absoluto del flujo de carga.

Aquí, se despeja el nuevo número de años de vida útil. Después, se vuelve a calcular la depreciación anual con esta vida útil y la tasa interna de retorno.

Se halla el nuevo valor presente.

Esto se repite para los incrementos de GD o Demanda. Se calculan deltas entre los nuevos valores presentes y los anteriormente calculados.

Finalmente, se calculan dos cargos: uno para generación (G) y otro para demanda (L), como se muestra a continuación.

$$DNP_i(L) = DNP_{1i}(k) * P\% + DNP_{2i}(L) * (1 - P\%) \quad (6)$$

$$DNP_i(G) = DNP_{1i}(k) * P\% + DNP_{2i}(G) * (1 - P\%) \quad (7)$$

Se llevó a cabo la aplicación de la metodología a una red radial con inyección de energía solar fotovoltaica. Las características de la red se muestran a continuación:

Tabla 1. Unidades constructivas consideradas.

Código UC	Descripción de unidad constructiva	Instalación (COP)	Vida útil
N2L15	Km línea urbana - poste concreto vano tipo 1 – 4 hilos (3 fases, con neutro) conductor dn 2-5	121'530.000	30
N1T	Transformador trifásico tipo pedestal 630 kVA	26'051.110	30

Fuente: CREG.

Longitud Total de tramos de alimentador primario: 3,17 km.

Para el ejemplo, para un conductor 266.8MCM ACSR (desnudo) en 11,4kV, con FP=0.95, tiene una capacidad máxima de operación en MW de: Potencia de Cargabilidad Máxima Circuito MT en 11,4 kV= 8,85MVA * 0.95=8,0475 MW

Se parte de un flujo inicial del 20% de la capacidad y se aumenta progresivamente hasta copar la capacidad del circuito, incrementando GD en cada nuevo escenario. La inyección de potencia solar fotovoltaica se realizó bajo condiciones de irradiación solar correspondientes al mes de enero en Bogotá, para una demanda típica, cuyo pico del mediodía es el punto de referencia para los niveles de penetración solar a la carga del sistema.

5.2. Análisis de resultados

Dada la inversión en la red que reciben las plantas GD de energía SFV, el análisis busca aplicar la metodología expuesta, adaptada para su inclusión en el costo unitario de electricidad, para establecer cargos.

Si se inyecta potencia de GD al sistema, los clientes conectados a un alimentario primario en zona de MT deberán pagar entre 57\$/kWh y 83\$/kWh a medida que se incremente la inyección de potencia (ver Figura 2).

Es notable cómo se comportan los cargos de respaldo entre 3,87 y 9,67\$/kWh, que es una garantía de disponibilidad de acuerdo a la dimensión de GD.

Lo anterior se realizó en series de 15 minutos y calculando los promedios cada hora, y luego durante un día típico de generación.

Si bien el ejercicio se realizó con energía solar fotovoltaica por ser la de mayor potencial de masificación, la metodología es aplicable a cualquier perfil de generación.

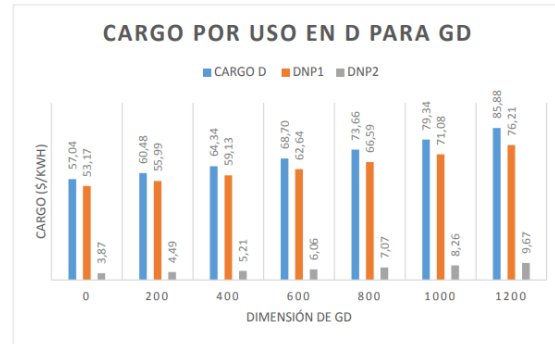


Figura 2. Cargos por uso de la red al incrementar GD.

Fuente: [14].

De acuerdo con la última resolución CREG [15], se busca establecer cargos por hora para remunerar la red. Por esta razón, se propone aplicar a cada hora del día la metodología para calcular el precio y así establecer cargos horarios. Esto sería más eficiente por el consumo real, dados los cargos de respaldo pagados por los usuarios regulados con energía SFV. Los resultados se muestran a continuación en las figuras 3, 4 y 5.

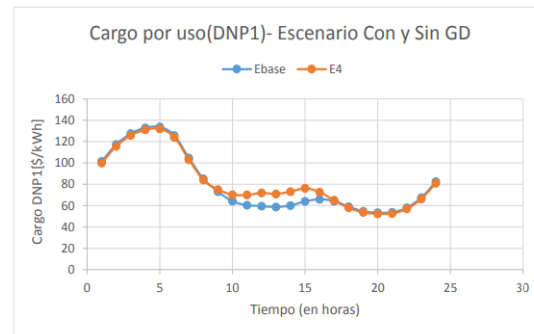


Figura 3. Cargo por uso horario para usuarios de energía SFV. Fuente: [14].

El promedio de disminución es de 1,23\$/kWh en el cargo calculado por disponibilidad.

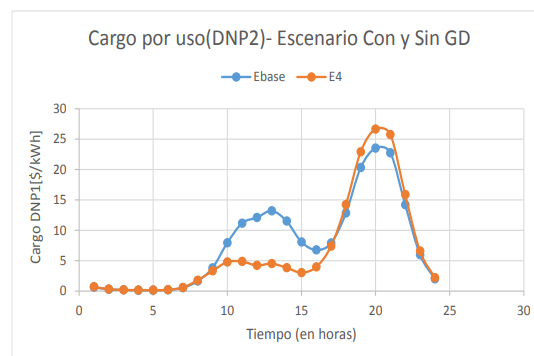


Figura 4. Cargo por disponibilidad o respaldo horario para usuarios de energía SFV. Fuente: [14].

El promedio de disminución es de 1,23\$/kWh en el cargo calculado por disponibilidad.

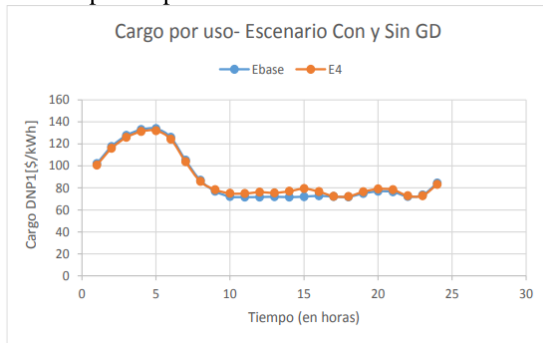


Figura 5. Cargo total D para usuarios de energía SFV. Fuente: [14].

Por ende, en el escenario de con GD, el cargo total aumentará levemente en comparación con el escenario base del estudio, 1,02\$/kWh en promedio.

El cargo promedio para un escenario base es de 88,13\$/kWh. El cargo promedio para un escenario con inyección SFV al circuito radial, 89,15\$/kWh. En cualquier caso, estas compensaciones cambian en la medida en que haya mayor consumo en el pico de la noche desde la red. Es notorio que, en momentos los momentos del día en los que no hay sol, los cargos por uso (DNP1) son los mismos, mientras que los cargos de respaldo sí varían dependiendo de la generación solar inyectada y/o picos diarios de demanda.

6. Conclusiones

Finalmente, el presente análisis acotado arroja las siguientes conclusiones:

- Ante el avance tecnológico en la infraestructura del mercado eléctrico, los incentivos económicos a la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica (en el escenario de un uso masivo) no es suficiente para mantener el equilibrio; son necesarias metodologías de cargos calculados que involucren características técnicas de la GD.
- En consonancia con lo anterior, podrían considerarse opciones para planificar la remuneración de la energía para los usuarios, como la reducción de pérdidas y el uso de redes más cortas desde la fuente.
- Una política de incentivos, que involucre de manera explícita el autoconsumo regulado y una FIT similar a la de los casos expuestos, es

indispensable, mientras Colombia masifica el uso de energía solar fotovoltaica. Se puede incentivar el uso de energía solar sobre la capacidad instalada, sin sobrepasar la capacidad máxima de una red radial, que tradicionalmente se diseñaba para recibir electricidad centralizada. Esto cambia con el autoconsumo en los circuitos primarios y dependiendo de la cantidad de energía que se demande del sistema, en conjunto con la energía que viene desde la GD.

- En el caso de la energía solar, si no existe un escenario de almacenamiento, el pico de la demanda de red se aplanará y su efecto se reflejará en los cargos por uso de la red.
- De acuerdo con los resultados del estudio, el aumento promedio del cargo es de 2,25\$/kWh. Este manifiesta evidencia en un ligero distanciamiento entre las curvas de cargos durante la penetración de la energía solar fotovoltaica. Asimismo, se presenta una disminución del cargo por disponibilidad para inyección de GD. El orden de magnitud al valor del costo unitario no se aleja significativamente de un escenario sin GD y, en su lugar, alternativas de compensación para remuneración de la red.

Referencias

- [1] P. Chiradeja and R. Ramakumar, "An approach to quantify the technical benefits of distributed generation," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 19, no. 4, pp. 764–773, 2004.
- [2] P. M. D. O. Jesus, M. T. P. De Leao, J. M. Yusta, and H. M. Khodr, "A General Framework for the Remuneration of Costs and Benefits of Distributed Generation," in *2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America*, 2006, pp. 1–6.
- [3] U. D. Lubo Matallana, "Flujos De Cargas En Sistemas De Distribución Con Generación Distribuida," Universidad del País Vasco, 2014.
- [4] M. H. J. Bollen and F. Hassan, *Integration of distributed generation in the power system*, vol. 80. John Wiley & sons, 2011.

[5] F. Laverón, “La Paridad de Red Eléctrica y el Balance Neto,” 2012.

[6] UPME. (2014). *Análisis de costos de energías renovables*. Bogotá: Proyecto UPME - BID para la promoción de las energías renovables en Colombia.

[7] T. E. Del Carpio-Huayllas, D. S. Ramos, and R. L. Vasquez-Arnez, “Feed-in and net metering tariffs: An assessment for their application on microgrid systems,” in *2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA)*, 2012, pp. 1–6. doi: 10.1109/TDC-LA.2012.6319070

[8] A. Held, M. Ragwitz, D. C. Huber, D. G. Resch, and D. T. Faber, “Feed-In Systems in Germany, Spain and Slovenia - A comparison -,” Karlsruhe, Germany, 20010.

[9] X. Zhong and K. L. Lo, “Development of distribution networks pricing with distributed generation,” in *2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, 2008, pp. 2769–2774.

[10] C. Tautiva, A. Cadena, and F. Rodriguez, “Optimal placement of distributed generation on distribution networks,” in *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, T and D-LA*, 2009, pp. 1–5. doi: 10.1109/TDC-LA.2008.4641762

[11] P. Williams and G. Strbac, “Costing and pricing of electricity distribution services,” *Power Eng. J.*, vol. 15, no. 3, pp. 125–136, 2001. doi: 10.1049/pe:20010303

[12] F. Li, D. T. Narayana, P. Padhy, and J. Wang, “Network Benefits From Introducing An Economic Methodology For Distribution Charging,” Bath, 2005.

[13] J. Li, Z. Zhang, C. Gu, and F. Li, “Long-run incremental pricing based transmission charging method distinguishing demand and generation technologies,” in *2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition*, 2014, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM.2014.6939354

[14] U. Lubo, “Estudio del impacto sobre el esquema tarifario del servicio de energía eléctrica con el uso masivo de Generación Distribuida en Colombia,” Universidad Nacional de Colombia, 2017.

[15] Resoluciones CREG: www.creg.gov.co