



Impacto de la generación solar fotovoltaica distribuida en la calidad del servicio de energía eléctrica: Un caso de estudio

Impact of distributed solar photovoltaic generation on the quality of electricity service: A case study

Jose Luis Cadena-Sarmiento^{1a}, Ray Kevyn Gómez-Pacheco^{2b}, Iván David Serna Suárez^{3c}, Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga^{4d}

¹ Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas, Universidad Industrial de Santander, Colombia. Correos electrónicos: joseluis_cs18@hotmail.com^a, raykevin9508@gmail.com^b, idsersua@uis.edu.co^c, oquirosa@uis.edu.co^d.

Recibido: 08/07/2023. Aceptado: 22/08/2023. Versión final: 27/09/2023

Resumen

El presente artículo propone un procedimiento para el cálculo de los índices de Calidad del Servicio de Energía Eléctrica (CSEE) en un sistema de distribución con generación fotovoltaica (SFV) para diferentes capacidades instaladas. Dicho procedimiento se aplica al alimentador de prueba de 123 nodos de la IEEE, adaptando un historial de eventos de falla a 91 usuarios finales, y es implementado en un entorno simulado usando Matlab y OpenDss. Así mismo, se presenta una comparación entre los costos que conlleva la puesta en funcionamiento del SFV y los incentivos que percibe el operador de red (OR) por cumplir con la meta definida en la CREG 015 DE 2018 para la mejora de la CSEE. Como resultado, se aprecia que los incentivos dependen de manera no lineal de la capacidad instalada del SFV. Dada la importancia de este tipo de aplicaciones para incrementar la penetración de las energías renovables, se plantea como futuro trabajo estudiar la viabilidad técnica de formar microrredes aisladas en los sistemas de distribución ante la presencia de una interrupción en el servicio.

Palabras clave: Energías renovables, generación solar fotovoltaica, calidad del servicio de energía eléctrica, objetivos de desarrollo sostenible, sistema de distribución, índices de calidad del servicio de energía eléctrica, OpenDss, Matlab, demanda no atendida.

Abstract

This paper proposes a procedure for the computation of the Quality of Electric Energy Service (QES) indices in a power distribution network with photovoltaic (PV) generation for different installed capacities. This procedure is applied to the 123 node test IEEE feeder, adapting a fault event history to 91 final users, and is implemented in a simulated

environment using Matlab and OpenDss. Likewise, a comparison is presented between the costs involved in the commissioning of the PV and the incentives perceived by the network operator (OR) for complying with the goals defined in CREG 015 DE 2018 for the improvement of the QES. As a result, it is appreciated that the incentives depend in a non-linear way on the installed capacity of the SFV. Given the importance of this type of applications to increase the penetration of renewable energies, it is proposed as a future work to study the technical feasibility of forming isolated microgrids in the distribution systems in the presence of a service interruption.

Keywords: Renewable energies, photovoltaic solar generation, quality of the electric power service, sustainable development goals, distribution system, quality indices of the electricity service, OpenDss, Matlab, unattended demand, fault events.

1. Introducción

El acceso a un servicio de electricidad continuo y de calidad es indispensable para el ser humano ya que esta energía satisface muchas necesidades en la vida cotidiana [1]. Tal es su importancia, que las Naciones Unidas lo han declarado como uno de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). A saber, el ODS7 establece que debe garantizarse el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y no contaminante [2].

Algunas soluciones planteadas por los operadores para ofrecer el servicio de energía eléctrica consisten en construir cerca de los centros de carga una subestación, e instalar equipos de seccionamiento y reconexión que permitan ofrecer el servicio de manera continua y confiable. Por ejemplo, en [3] y [4] se evidencia el desarrollo de proyectos de nuevas subestaciones eléctricas para la mejora del servicio de energía eléctrica.

No obstante, en línea con el ODS7 y aprovechando la constante reducción en los costos de los sistemas solares fotovoltaicos, cada vez son más los proyectos que aprovechan este tipo de tecnología como alternativa para mejorar la calidad del servicio de la distribución de la energía eléctrica. Por ejemplo, en [5] consiguen resultados positivos en el mejoramiento de la calidad del servicio de energía eléctrica de una zona rural al ubicar 20 centrales fotovoltaicas en los techos de las viviendas conectadas a la red de baja tensión, las cuales generan el 40% del consumo de electricidad total del año de la comunidad.

Por otro lado, en [6] analizan el impacto de una minicentral de generación solar fotovoltaica conectada a la red en la variación de la calidad de la energía de la red eléctrica convencional, obteniendo resultados positivos, aunque evidencian un incremento en las magnitudes que varían la calidad de energía cuando el sistema fotovoltaico no está generando potencia y se encuentra conectado a la red.

Por su parte, en [7], se realiza el estudio de electrificar una urbanización rural utilizando un sistema de generación híbrido de energías renovables tales como: energía solar y energía eólica. Allí se concluye que, debido a la gran distancia entre la red eléctrica y la urbanización, es más viable la puesta en marcha del sistema de generación híbrida.

Este tipo de análisis no se limita a grandes proyectos, por ejemplo, en [8] se diseña un proyecto de instalación de energía solar fotovoltaica para alimentar una vivienda unifamiliar en la parroquia Vuelta Larga, Estado Esmeralda, utilizando energías renovables. De este estudio se concluye que la implementación de este tipo de sistemas reduce la contaminación ambiental, al tiempo que mejora la calidad de vida de la población y se usan mejor los recursos naturales. Es más, se logra comprobar que, dados los resultados obtenidos de los recursos solares y el rendimiento de las tecnologías disponibles, el objetivo de proporcionar siempre electricidad a los clientes es alcanzable.

Entonces, una posible oportunidad para acelerar la transición energética y seguir creciendo como economía en línea con el ODS7 se encuentra en la utilización de la generación distribuida basada en energía renovable para el mejoramiento de los índices de Calidad del Servicio de Energía Eléctrica (CSEE) en un sistema de distribución. No obstante, los operadores de red en la prestación del servicio de energía eléctrica usualmente subestiman la generación solar fotovoltaica como uno de los pilares para el mejoramiento de la CSEE. Regulatoriamente hablando, la clave se encuentra en los incentivos para mantener un servicio de calidad, los cuales para el caso de Colombia se describen en [9]. En resumen, en Colombia los Operadores de Red (OR) pueden aumentar o disminuir sus ingresos según vayan cumpliendo con la meta establecida en la resolución CREG 015 de 2018. A saber, si el OR cumple con la meta de disminuir los indicadores anualmente un 8%, sus ingresos incrementan, pero en cambio, si incumple con esta meta sus ingresos disminuyen. La rigurosidad y sanciones que conlleva el incumplimiento de las métricas presentadas en la resolución CREG 015 de 2018 se puede consultar en [10].

La implementación de este proyecto a un entorno real implica superar retos asociados al dimensionamiento, el análisis de históricos de irradiancia, los pronósticos de las condiciones ambientales y la ubicación geográfica, entre otros. Por lo tanto, suponiendo que es posible estimar la energía generada por un sistema de generación solar fotovoltaica, y considerando que se dispone de un sistema con la capacidad de aislarlo al momento de detectar un cortocircuito en el sistema, el presente estudio se centra en cuantificar el impacto sobre los índices de calidad del servicio de la generación distribuida. Específicamente, se adaptan históricos de fallas al alimentador de prueba de 123 nodos de la IEEE para diseñar un procedimiento que permita estimar los cambios en los índices de calidad (como el SAIDI, SAIFI, DIU y FIU) para diferentes niveles de penetración de energía solar fotovoltaica. Ahora, tal como se presenta en [11], cada sistema requiere un análisis específico, por lo cual los resultados aquí presentados puede que no se puedan extrapolar directamente. Por lo tanto, la principal contribución del presente trabajo radica en diseñar y describir de manera clara un procedimiento que pueda replicarse y adaptarse a cualquier sistema de distribución.

Este artículo está organizado como sigue: La sección 1 presenta la definición de las fórmulas utilizadas para el cálculo de los ICSEE de acuerdo a la CREG 015 de 2018 y la explicación detallada del modelo de generación solar fotovoltaica empleado. Luego en la sección 2 se explica el procedimiento empleado para la obtención de los ICSEE y un ejemplo aplicando el procedimiento al caso de estudio propuesto, para luego presentar, en la sección 3, el análisis de resultados, respectivamente. El artículo finaliza con la presentación de algunas conclusiones que sirven para posibles investigaciones futuras centradas en el mejoramiento de la calidad del servicio de energía eléctrica a partir de sistemas de distribución con energías renovables.

2. Índices de calidad del servicio

A continuación, de acuerdo a [12], se muestran las fórmulas utilizadas para el cálculo de los ICSEE conocidos como: SAIDI, SAIFI, DIU Y FIU.

[...] El indicador SAIDI representa la duración total en horas de los eventos que en promedio percibe cada usuario, hayan sido o no afectados por un evento, en un periodo anual. Se establece mediante la siguiente expresión:

$$SAIDI_t = \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{i=1}^n (D_{i,m} * NU_{i,m})}{UT_m} / 60$$

Donde:

$SAIDI_t$: Indicador de duración promedio por usuario, durante el año t , medido en horas al año.

$D_{i,m}$: Duración en minutos del evento i , sucedido durante el mes m .

$NU_{i,m}$: Número de usuarios que fueron afectados por el evento i sucedido durante el mes m .

UT_m : Número total de usuarios del mes m .

m : Mes del año t , con enero = 1, ..., diciembre = 12. [12, p. 95].

[...] El indicador SAIFI representa la cantidad total de los eventos que en promedio perciben todos los usuarios, hayan sido o no afectados por un evento, en un período anual. Se establece mediante la siguiente expresión:

$$SAIFI_t = \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{i=1}^n NU_{i,m}}{UT_m}$$

Donde:

$SAIFI_t$: Indicador de frecuencia promedio por usuario, de los eventos sucedidos, durante el año t , medido en cantidad al año.

$NU_{i,m}$: Número de usuarios que fueron afectados por el evento i sucedido durante el mes m .

UT_m : Número total de usuarios conectados en el mes m .

m : Mes del año t , con enero = 1, ..., diciembre = 12. [12, pp. 95-96].

[...] El indicador DIU representa la duración total de los eventos que percibe cada usuario en un período anual. se establece mediante la siguiente expresión:

$$DIU_{u,m} = \sum_{ma=m-11}^m DIUM_{u,ma}$$

$$DIUM_{u,m} = \sum_{i=1}^{IT} D_{i,u,m}$$

Donde:

$DIU_{u,m}$: Duración total acumulada en horas de los eventos percibidos por el usuario u , en un periodo de doce meses que termina en el mes m de evaluación.

$DIUM_{u,m}$: Duración en horas de todos los eventos percibidos por el usuario u , durante el mes m de evaluación.

$D_{i,u,m}$: Duración en horas del evento i que afectó al usuario u durante el mes m .

IT : Número total de eventos sucedidos en el mes m . [12, p. 105].

[...] El indicador FIU representa la cantidad total de eventos que percibe cada usuario en un periodo anual. Se establece mediante la siguiente expresión:

$$FIU_{u,m} = \sum_{ma=m-11}^m FIUM_{u,ma}$$

$$FIUM_{u,m} = \sum_{i=1}^{IT} F_{i,u,m}$$

Donde:

$FIU_{u,m}$: Número total acumulado de eventos percibidos por el usuario u , en un periodo de doce meses que termina en el mes m de evaluación.

$FIUM_{u,m}$: Número total de eventos percibidos por el usuario u , durante el mes m de evaluación.

$F_{i,u,m}$: Evento i que afectó al usuario u durante el mes m .

IT : Número total de eventos sucedidos en el mes m . [12, pp.105-106]

3. Incentivos a la calidad media

Tal como se presenta en [12], para el cálculo de la meta fijada se utilizan el SAIDI y SAIFI originales y se aplican los límites como se indica a continuación:

a. [...] Para el indicador de duración: el límite superior es igual a $1,005 * SAIDI$ y el límite inferior es igual a $0,995 * SAIDI$. [12, p.96].

b. [...] Para el indicador de frecuencia: el límite superior es igual a $1,005 * SAIFI$ y el límite inferior es igual a $0,995 * SAIFI$. [12, p.96].

[...] La siguiente expresión establece el cálculo para el incentivo por el indicador de duración:

$$ICSAIDI_t = IfSAIDI_t + IvSAIDI_t$$

Donde:

$ICSAIDI_t$: Incentivo de calidad por duración de eventos, durante el año t , expresado en pesos.

$IfSAIDI_t$: Incentivo fijo por duración de eventos, durante el año t , expresado en pesos.

$IvSAIDI_t$: Incentivo variable por duración de eventos, durante el año t , expresado en pesos. [12, p.98].

[...] Para el cálculo del incentivo fijo $IfSAIDI_t$ se debe tener en cuenta lo siguiente:

a. [...] Si el SAIDI nuevo se encuentra dentro de los límites de la meta superior e inferior, el $IfSAIDI_t$ será igual a cero. [12, p.98].

b. [...] Si el SAIDI nuevo es menor que el límite de la meta inferior, el $IfSAIDI_t$ se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$IfSAIDI_t = 0,04 * \sum_{n=1}^3 BRAEN$$

Donde:

$BRAEN$: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos. [12, p.98].

[...] Para el cálculo del incentivo variable $IvSAIDI_t$ se debe tener en cuenta lo siguiente:

c. [...] Si el SAIDI nuevo se encuentra dentro de los límites de la meta superior e inferior, el $IvSAIDI_t$ será igual a cero. [12, p.99].

d. [...] Si el SAIDI nuevo es menor que el límite de la meta inferior, el $IvSAIDI_t$ se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$IvSAIDI_t = \frac{(SAIDIR - SAIDICI)}{IviSAIDImax} * \frac{IviSAIDImax}{SAIDIR - SAIDILP}$$

$$SAIDICI = \max(SAIDIR, SAIDI_n)$$

$$IviSAIDImax = 0,04 * \sum_{n=1}^3 BRAEN$$

Donde:

SAIDIR: Indicador de duración de referencia de los eventos sucedidos, en horas al año.

SAIDICI: Valor del indicador de duración de eventos utilizado para calcular y limitar el valor del incentivo, cuando el SAIDI nuevo es menor que el límite de la meta inferior.

SAIDI_n: SAIDI nuevo calculado.

IviSAIDImax: Incentivo variable máximo con respecto al indicador de duración de los eventos, cuando el SAIDI nuevo es menor que el límite de la meta inferior.

SAIDILP: Meta de largo plazo para el indicador de duración de los eventos, fijada en 2 horas/año.

BRAEN: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos. [12, p. 99].

[...] La siguiente expresión establece el cálculo para el incentivo por el indicador de frecuencia:

$$ICSAIFI_t = IfSAIFI_t + IvSAIFI_t$$

Donde:

ICSAIFI_t: Incentivo de calidad por frecuencia de eventos, durante el año t , expresado en pesos.

IfSAIFI_t: Incentivo fijo por frecuencia de eventos, durante el año t , expresado en pesos.

IvSAIFI_t: Incentivo variable por frecuencia de eventos, durante el año t , expresado en pesos. [12, p.100].

[...] Para el cálculo del incentivo fijo $IfSAIFI_t$ se debe tener en cuenta lo siguiente:

e. [...] Si el SAIFI nuevo se encuentra dentro de los límites de la meta superior e inferior, el $IfSAIFI_t$ será igual a cero. [12, p.100].

f. [...] Si el SAIFI nuevo es menor que el límite de la meta inferior, el $IfSAIFI_t$ se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$IfSAIFI_t = 0,04 * \sum_{n=1}^3 BRAEN$$

Donde:

BRAEN: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos. [12, pp. 100-101].

[...] Para el cálculo del incentivo variable $IvSAIFI_t$ se debe tener en cuenta lo siguiente:

g. [...] Si el SAIFI nuevo se encuentra dentro de los límites de la meta superior e inferior, el $IvSAIFI_t$ será igual a cero. [12, p.101].

h. [...] Si el SAIFI nuevo es menor que el límite de la meta inferior, el $IvSAIFI_t$ se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$IvSAIFI_t = \frac{(SAIFIR - SAIFICI)}{IviSAIFImax} * \frac{IviSAIFImax}{SAIFIR - SAIFILP}$$

$$SAIFICI = \max(SAIFIR, SAIFI_n)$$

$$IviSAIFImax = 0,04 * \sum_{n=1}^3 BRAEN$$

Donde:

SAIFIR: Frecuencia de referencia de ocurrencia de los eventos, en cantidad.

SAIFICI: Valor del indicador de frecuencia de eventos utilizado para calcular y limitar el valor del incentivo, cuando el SAIFI nuevo es menor que el límite de la meta inferior.

SAIFI_n: SAIFI nuevo calculado.

IviSAIFImax: Incentivo variable máximo con respecto al indicador de frecuencia de los eventos, cuando el SAIFI nuevo es menor que el límite de la meta inferior.

SAIFILP: Meta de largo plazo para el indicador de frecuencia de los eventos, fijada en 9 veces/año.

BRAEN: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos. [12, p. 101-102].

4. Modelos

Para el modelo de los Sistemas de generación Fotovoltaica, se utiliza el disponible en el software de análisis de sistemas de distribución OpenDSS, este modelo se explica a detalle en [13]. Este permite en su interfaz obtener la potencia de salida que entrega el inversor de un sistema de generación solar fotovoltaica. Para nuestro caso de estudio se trabajan los parámetros establecidos por defecto en [13]. A la temperatura seleccionada y la irradiancia de 1 kW/m², la potencia activa del software es función de la irradiancia, la temperatura y la potencia nominal.

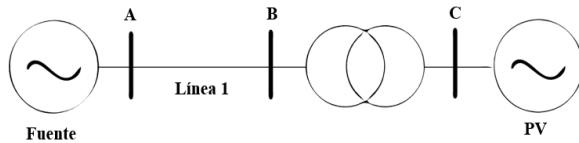


Figura 1. Esquema utilizado en el software de programación OpenDSS. Fuente: elaboración propia.

Se define un valor de tensión base de 110 V para el circuito monofásico. El transformador posee una relación 1:1 a 110 V, y la potencia de salida del SFV se mide en el barraje C. Se define un Punto de Máxima Potencia (PMP) para cada nivel de capacidad instalada que se simula (5kW, 10kW, 40kW, 70kW y 100kW). Por ejemplo, el sistema fotovoltaico de 50 kW a 25° C con una irradiancia de 1 kW/m² se describe en las Figuras 2 a 5.

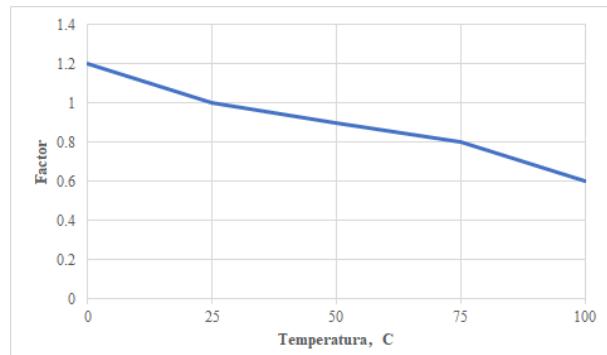


Figura 2. Curva en por unidad de Pmmp nominal vs. Temperatura. Fuente: OpenDSS [13].

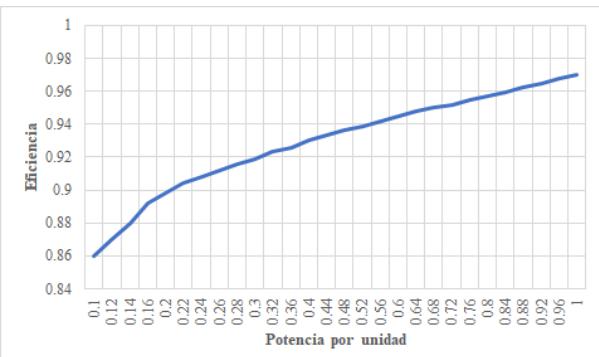


Figura 3. Curva de eficiencia en por unidad vs. Potencia en por unidad. Fuente: OpenDSS [13].

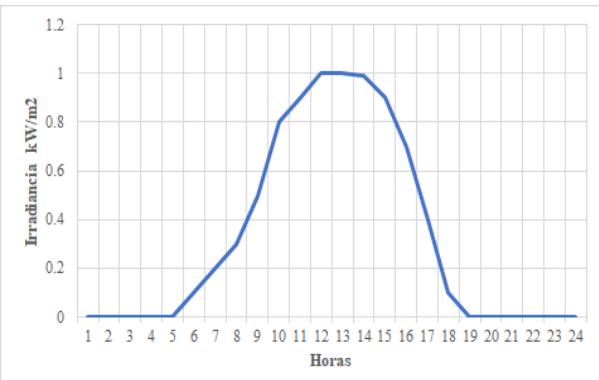


Figura 4. Curva de irradiancia vs. Horas del día. Fuente: OpenDSS [13].

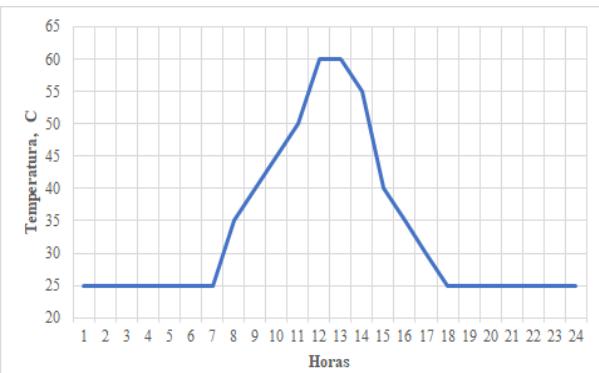


Figura 5. Curva de temperatura vs. Horas del día. Fuente: OpenDSS [13].

5. Procedimiento para la obtención de los índices de calidad del servicio de energía eléctrica

En la Figura 6 se resume el procedimiento propuesto para la obtención de los índices de calidad en una red eléctrica que incorpora generación fotovoltaica distribuida. El impacto en la duración y/o frecuencia de interrupciones pro-

vocadas por eventos fortuitos se obtiene contrastando estos resultados con los del caso base donde no se cuenta con generación distribuida.

Para el desarrollo del procedimiento se debe definir el circuito radial a trabajar con sus respectivos SFV, posteriormente, de la Figura 6 se observa que el procedimiento parte de una matriz de eventos (con información de un año completo) y un número de usuarios. Cada evento describe el día y la hora en que comienza la falla, la duración en minutos que permaneció el seccionador de protección abierto y la cantidad de usuarios que fueron afectados por el evento.

El primer condicional en el procedimiento determina si el ramal donde se presenta la falla cuenta con al menos un SFV. De ser así, se determina si el SFV es capaz de reducir o eliminar la duración del evento de falla. Si las condiciones descritas anteriormente se cumplen o no, la nueva duración se almacena y se ejecuta el mismo ciclo hasta analizar completamente todos los eventos. Con todos los eventos procesados se procede a calcular los nuevos índices de CSEE.

Es de resaltar que para el desarrollo del presente estudio no se incluyen sistemas de almacenamiento, por lo cual, todos los eventos nocturnos no son atendidos. Además, se asume que el SFV tiene la capacidad de trabajar en modo isla y que el sistema de distribución cuenta con los

medios para detectar y aislar efectivamente la porción fallada de circuito. Lo anterior implica que los usuarios afectados son los usuarios aguas abajo de la falla.

5.1 Ejemplo

A continuación, se presenta un ejemplo de cálculo para un escenario en el que el evento cubre una hora entera, y un caso para el que toma una fracción de hora.

Por su parte, la ubicación de los SFV se definió de tal manera que se lograra distribuir equitativamente entre los usuarios del circuito, tal como lo muestra la Figura 7. Para el caso de estudio analizado, se toman en cuenta 91 usuarios finales. Para fines de organización y reconocimiento de los usuarios, se toman como esquema el circuito de 123 nodos del IEEE. Los capacitores, reguladores y demás elementos encontrados en [14] no se tienen en cuenta.

Entonces, en primer lugar, se debe establecer el número de usuarios afectados dependiendo del nodo fallado. Por ejemplo, para el presente caso, de fallar el nodo 1 se ven afectados 91 usuarios. Por su parte, al fallar el nodo 68 se ven afectados 4 usuarios. En la asignación de los usuarios a cada evento se tiene en cuenta que un evento no se vea afectado por otro, por ejemplo, que en un mismo ramal no estén ocurriendo dos fallas en el mismo día y a la misma hora.

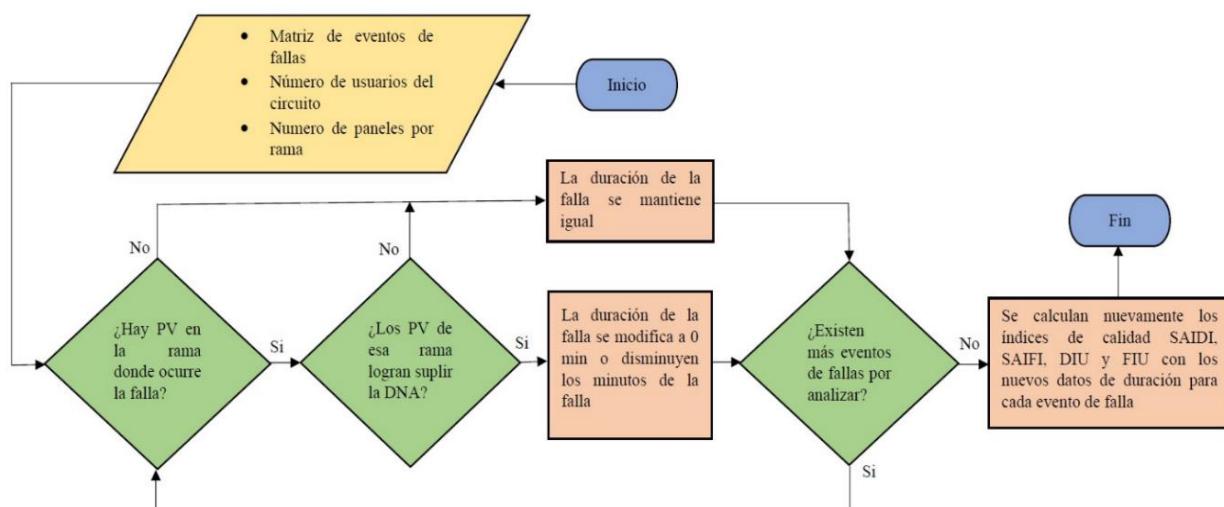


Figura 6. Diagrama de flujo para el cálculo de los nuevos índices de calidad del servicio de energía eléctrica. Fuente: elaboración propia.

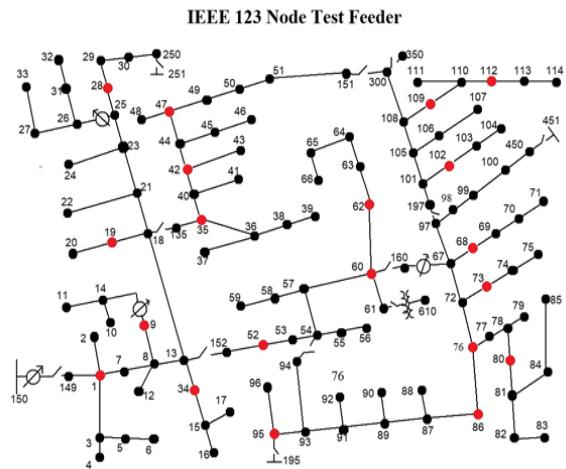


Figura 7. Ubicación de los sistemas de generación solar fotovoltaica (color rojo). Fuente: IEEE [14].

Ya con los usuarios afectados dado un evento, se procede a caracterizar las curvas de demanda de cada usuario. Para este fin se utilizan las curvas de demanda diaria en “por unidad” (p.u.) respecto a su valor máximo y para usuarios tipo como las encontradas en [15]. Para este ejemplo, se usa la curva de demanda diaria residencial de estrato 3 proporcionada por el OR ESSA con una demanda máxima de 4 kW (ver Figura 8) para cada usuario.

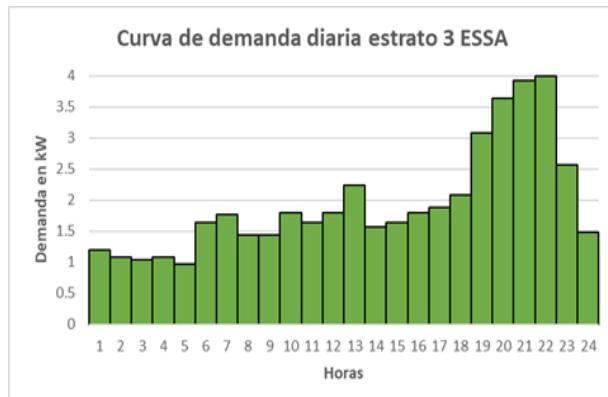


Figura 8. Curva de demanda (potencia promedio por hora) diaria para estrato 3 de ESSA (CDDE3). Fuente: ESSA [15].

Por su parte, la curva diaria de generación solar fotovoltaica que entrega el inversor para cada nodo se obtiene de la simulación de un SFV con ayuda del software de programación OpenDss. La potencia de salida depende de la capacidad instalada a simular, por ejemplo, en la Figura 9 se muestra la salida que se usa en este ejemplo, esto es, para una potencia de salida de un SFV de 10 kW (ver Figura 9). Cabe aclarar que se emplea la misma curva para cada SFV simulado.

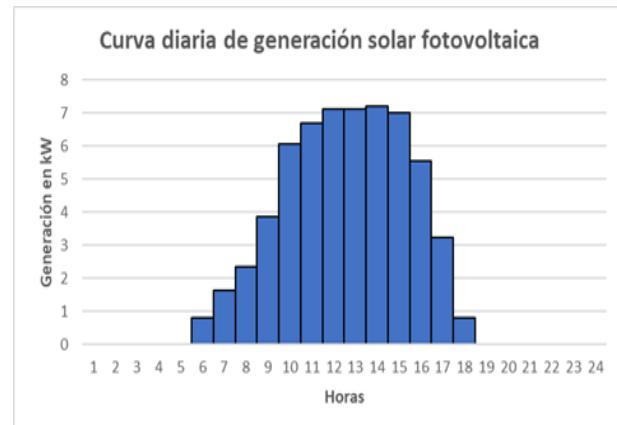


Figura 9. Curva diaria de generación solar fotovoltaica (CDGSF). Fuente: OpenDSS [13].

Ahora, en caso de que un evento suceda en el intervalo de 1 a 2 de la tarde, dado que la potencia promedio en ese bloque es de 2,24 kW para cada demanda (ver Figura 10), y considerando que en el ramal se encuentran 3 usuarios, la Demanda total No Atendida (DNA) es de 6,72 kWh.

En contraste, si en el ramal existe un SFV, este será capaz de suplir esta DNA en ese intervalo de tiempo de 1 a 2 de la tarde, ya que a esa hora el sistema entrega una potencia promedio de 7,11 kW (ver Figura 9). Nótese que en este caso el SFV no solo afecta positivamente el SAIDI sino también el SAIFI.

Supóngase ahora que un evento inicia a las 2:30 p. m. que tiene una duración de 2 horas, que la cantidad de usuarios afectados es de 46 y se cuenta con 10 SFV aguas abajo del evento para suplir la demanda. La DNA de cada demanda para este caso se muestra en rojo en la Figura 10. Por su parte, la potencia generada por el SFV para este intervalo se muestra en la Figura 11.

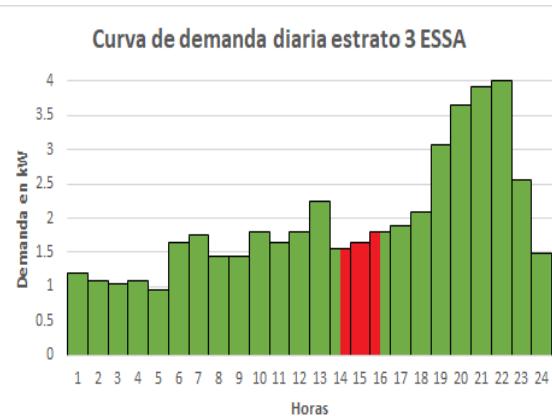


Figura 10. Intervalo de la duración de la falla visto en la CDDE3. Fuente: ESSA [15].

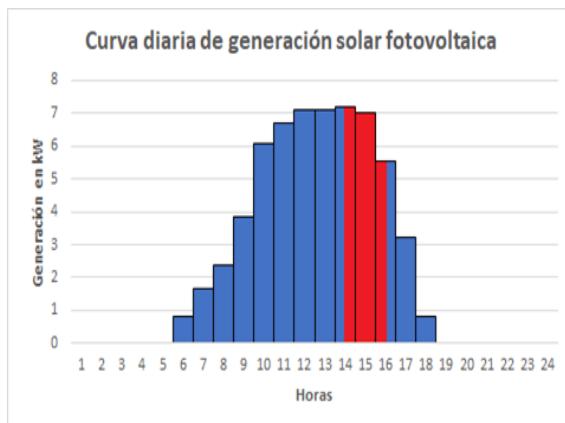


Figura 11. Intervalo de la duración de la falla visto en la CDGSF. Fuente: OpenDSS [13].

El intervalo de 1 hora de 3 a 4 p. m. se analiza de la misma manera que en el caso anterior. No obstante, para el intervalo de 2:30 p. m. a 3:00 p. m. es necesario escalar la demanda neta consumida. Entonces, para escalar la energía se identifica en primer lugar la cantidad total consumida en la hora en cuestión, que en este caso corresponde a 1,56 kWh. Como el evento inicia a las 2:30 p. m. Se debe escalar la energía por un factor de 0,5, por lo tanto, el valor que corresponde a media hora de falla es 0,78 kW; que, al multiplicarlo por los 46 usuarios afectados, resulta en una DNA total de 35,88 kW.

Similarmente, se deben escalar los 7,2 kWh de energía entregados por el SFV por un factor de 0,5 para obtener así un total de energía generada de 3,6 kWh por SFV.

Entonces, considerando los 10 SFV conectados se cuenta con una generación total de 36 kW. De nuevo este valor permite suprir la demanda aguas abajo del evento, y por tanto, esta media hora no se toma en cuenta para el cálculo del SAIDI y SAIFI total.

6. Resultados

En las Figuras 12 y 13 se presentan los diagramas de dispersión donde se evidencian los cambios en los diferentes índices de calidad tras la implementación de la generación solar fotovoltaica.

Los incrementos en la Figura 12 después de 10 kW fueron realizados con un paso de 30 kW. De allí se observa que la relación entre la carga instalada y la capacidad de generación del sistema fotovoltaico no es lineal, lo que sugiere que es necesario estudiar para cada circuito en específico el sistema de generación adecuado.

De la Figura 13 se evidencia que el porcentaje de reducción en el DIU es mayor que el porcentaje de reducción del FIU para los SFV de 5kW a 10 kW, dado que estos SFV logran disminuir la duración, pero el FIU sigue contando estos eventos. Ahora bien, la mayor parte de los eventos de fallas utilizados para este caso de estudio, presentan duraciones de no más de 1 hora, por consiguiente, los SFV a partir de 40 kW logran eliminar estas duraciones. Como consecuencia, el indicador de frecuencia FIU se ve reducido en un mayor grado frente al DIU.

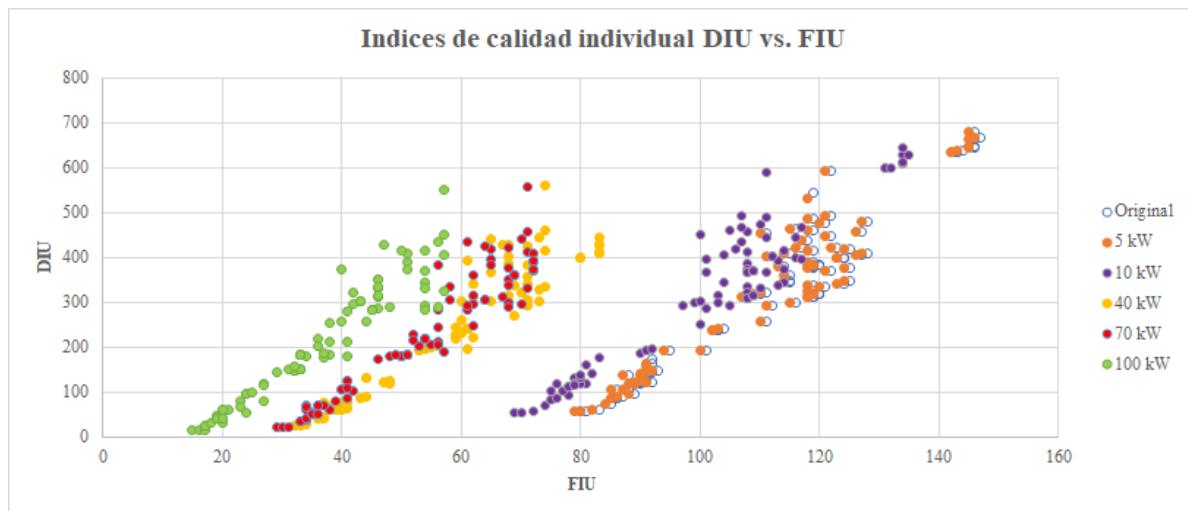


Figura 12. Cálculo indicador DIU y FIU para los 91 usuarios del circuito con la articulación del sistema de generación solar fotovoltaica a diferentes potencias. Fuente: elaboración propia.

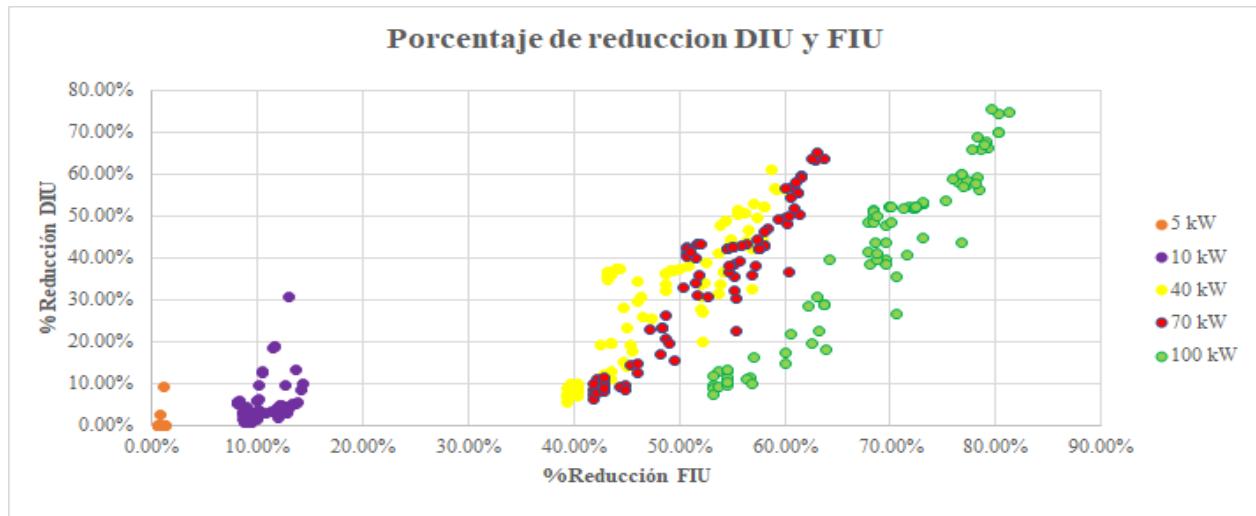


Figura 13. Porcentaje de reducción DIU y FIU en comparación con el caso base. Fuente: elaboración propia.

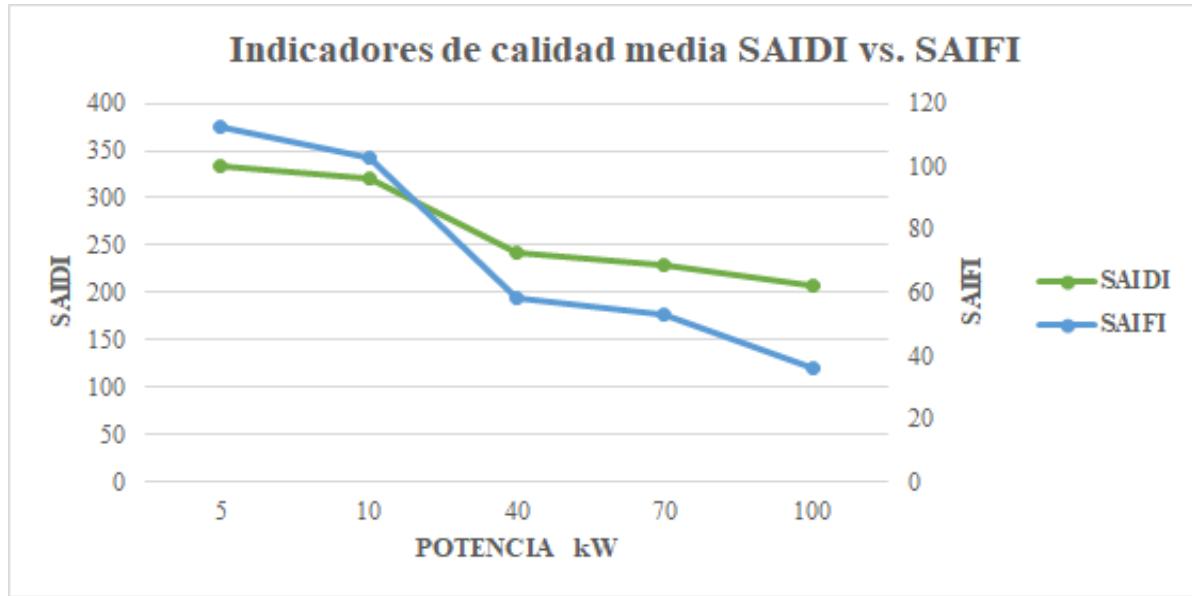


Figura 14. Cálculo indicador SAIDI y SAIFI para los 91 usuarios del circuito con la articulación del sistema de generación solar fotovoltaica a diferentes potencias. Fuente: elaboración propia.

En la Figura 14 para las potencias de 5 kW a 10 kW el indicador SAIDI está por debajo del indicador SAIFI, esto se da porque el SFV en este intervalo de potencias logra disminuir la duración de los eventos, pero no consigue en mayor parte volverlos a 0 minutos. A partir de las potencias mayores a 10 kW el indicador SAIFI empieza a disminuir notablemente en comparación con el indicador SAIDI, esto debido a que el sistema de generación solar fotovoltaica consigue en su mayor parte volver a 0 minutos los eventos ocurridos.

Con los cambios esperados en el SAIDI y SAIFI, adicionalmente se procede a realizar una estimación preliminar de los incentivos que se obtienen al utilizar el SFV para las diferentes potencias, tal como se presenta en [10]. Entonces, tomando al SFV de 10 kW y un BRAEN de 250 millones, a modo de ejemplo se resume en las Tablas 1 y 2 los cálculos resultantes. Además, en la Figura 15 se muestra la curva de costos de puesta en marcha de los SFV para las distintas potencias y las curvas de incentivos para las potencias de los SFV para distintos valores de BRAEN respectivamente.

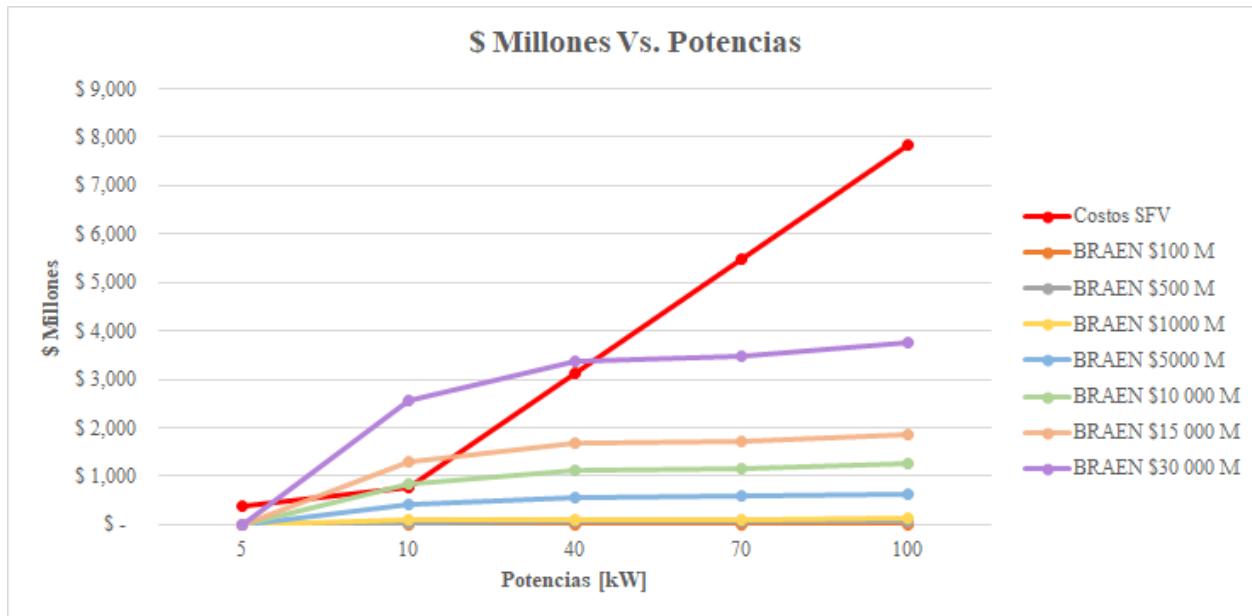


Figura 15. Curvas de costos e incentivos para las distintas potencias. Fuente: elaboración propia.

SAIDI	SAIDIM	L.Inf.	L.Sup.	Incentivo
321,3	333,7	332,07	335,4	Positivo

Tabla 1. Incentivo por duración de eventos comparando el SAIDI con respecto a los límites de la meta superior e inferior. Fuente: [10].

SAIFI	SAIFIM	L.Inf.	L.Sup.	Incentivo
102,6	112,84	107,76	113,4	Positivo

Tabla 2. Incentivo por frecuencia de eventos comparando el SAIFI con respecto a los límites de la meta superior e inferior. Fuente: [10].

Se observa en la Figura 15 que las curvas de incentivos que están por debajo de la curva de costos no compensarían la inversión de la puesta en funcionamiento del SFV. No obstante, el tiempo de recuperación de la inversión se ve reducido drásticamente debido a las ventas de energía por parte del OR.

7. Conclusiones

Se presenta una propuesta de procedimiento para el análisis del impacto sobre los índices de calidad del

servicio de la generación distribuida, a partir de la simulación de un SFV para distintos puntos de máxima potencia, aplicado a un caso de estudio concreto. Se concluye que a medida que se aumenta la capacidad de los SFV, se logra una mayor reducción porcentual en los ICSEE tal como se aprecia en la Figura 14. De la misma manera, en la Figura 15 se observa que los incentivos aumentan conforme al aumento del BRAEN, por lo que se puede afirmar que a mayor inversión en los activos eléctricos nuevos por parte del OR, más incentivos recibirá el mismo.

A partir de los resultados presentados en esta investigación se observa la existencia de un gran potencial en la utilización de un sistema de generación solar fotovoltaica en la mejora de los índices de calidad del servicio de energía eléctrica. Por lo tanto, es clave continuar con la investigación y profundización del estudio de la mejora del servicio de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía eléctrica, ya que esto beneficia tanto a sus usuarios finales como al medio ambiente.

Se propone para futuras investigaciones, el estudio socio-financiero que conlleva la puesta en marcha del sistema de generación solar fotovoltaica. Adicionalmente, se deben explorar las configuraciones y condiciones bajo las cuales es técnicamente posible ante una falla en el sistema aislar la porción no fallida para que esta sea atendida por la generación solar fotovoltaica.

Esto incluye los requerimientos de “Low Voltage Ride Through” necesarios, así como los requerimientos asociados a las protecciones de la planta de generación. Igualmente, cabe resaltar que es importante estudiar el impacto de un sistema híbrido con capacidad de almacenamiento, ya sea para atender eventos nocturnos, dar viabilidad a los cambios en el modo de operación del SFV o aumentar el rango de cobertura de eventos en general [18]. Finalmente, la validación de la metodología propuesta utilizando hardware o incluso con datos reales de operación se deja igualmente para futuras investigaciones.

8. Agradecimientos

El presente trabajo fue desarrollado en el marco del proyecto de investigación código VIE-UIS 2695 denominado “Despacho óptimo coordinado de sistemas de transporte de energía eléctrica y gas en presencia de altas penetraciones de energía renovable”, financiado por la Universidad Industrial de Santander.

9. Referencias

- [1] Luis Alfredo Elvira Mejia, José Angel Mota Vera, “La importancia de la energía eléctrica y su función en la sociedad”, Munich, GRIN Verlag, Instituto Tecnológico Superior de Tierra Blanca, 2017.
- [2] Todos los derechos reservados, “Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. Objetivos de desarrollo sostenible”, 2016. doi: <https://doi.org/10.18356/58bb4091-es>
- [3] Enel Codensa, “Subestación Río”, 2021. Disponible en: <https://www.enel.com.co/es/proyectos-en-alta-tension/subestacion-rio.html>
- [4] Celsia, “Subestación Arboleda”, 2019. Disponible en: <https://www.celsia.com/en/noticias/celsia-constuye-nueva-subestacion-electrica-en-ibague-para-mejorar-servicio-de-energia-en-la-capital-tolimense/>
- [5] Rodríguez-Gámez, M., Vázquez-Pérez, A., Vélez-Quiroz, A.M., y Saltos- Arauz, W.M, “Mejora de la calidad de la energía con sistemas fotovoltaicos en las zonas rurales”, Revista Científica., pp. 266, 2018.doi:<https://doi.org/10.14483/23448350.13104>
- [6] Diego Hernán Domínguez Guaman, Bryan Gerardo Salvatierra Cáneppa, Diego Paul Chacón Troya, “Análisis de calidad de energía eléctrica en sistemas fotovoltaicos conectados a la red”, Proyecto de grado, Universidad Politécnica Salesiana, 2016.
- doi:<https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v17.n1.2020.406>
- [7] Raúl Neco Caberta, Rene Alberto Valenzuela Nájera, Carlos Ponce Corral, Luz Angélica García Vilalba, “Diseño de un sistema Híbrido eólico solar para suministro de energía eléctrica a zona rural en el estado de Chihuahua”, CULCyT: Cultura Científica y Tecnológica, ISSN-e 2007-0411, Vol. 11, Nº. Extra 54, 1, 2014. doi:<https://doi.org/10.20983/culcyt.2021.1.2.1>
- [8] Martínez-Peralta, Alejandro Javier, Chere-Quiñónez, Byron Fernando, Guzmán-López, José Luis, Orobio-Arboleda, Tyron Joel, Valencia-Bautista, Elmer Leandro, “Diseño de una instalación solar fotovoltaica para el suministro de energía eléctrica de una vivienda unifamiliar en la parroquia rural Vuelta Larga del cantón Esmeraldas”, Dominio de las Ciencias, ISSN-e 2477-8818, Vol. 8, Nº. Extra 1, 2022. doi:<https://doi.org/10.23857/dc.v4i1.774>
- [9] Claudia Marcela Pinzón Cubides, “Diseño de una herramienta interactiva en excel para la explicación de la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica-CREG 015 de 2018”, Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander, 2019. doi:<https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v17.n1.2020.406>
- [10] Jerimberg González Monroy, “Análisis comparativo de los indicadores, incentivos y compensaciones establecidos en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018 respecto a la calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local (SDL) de energía eléctrica, para la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P”, Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander, 2020. doi:<https://doi.org/10.2307/j.ctv262qssf.31>
- [11] Yandi Gallego Landera, Leonardo Casas Fernández, Zaid García Sanchez, Yanet Rivas Arocha, “Impacto de la implementación de paneles fotovoltaicos en el sistema eléctrico Cayo Santa María”, Revista de Ingeniería Energética, vol XXXVIII, n. 2, p. 76-87, 2017. Disponible en :<https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=6039506>
- [12] CREG, “Resolución 015 de 2018. (29 de enero de 2018), por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”, Ministerio de minas y energía República de Colombia, pp. 95-106, 2018.doi:<https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v13.n1.2017.8>

[13] OpenDSS Todos los derechos reservados, “OpenDSS PVSystem Element Model Version 1”, EPRI, 2011.

[14] IEEE Todos los derechos reservados, “IEEE 123 Node Test Feeder”, PES (Power Engineering Society), 2017.

[15] ESSA, “Marco General para Sistemas de Distribución NTG-02 MARCO GENERAL NORMA UR-BANA”, Grupo EPM, pp.33, 2021.

[16] Todos los derechos reservados, “Informe de costos de tecnologías de generación”, ICTG, pp. 37, 2020. Disponible en : <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/03/ICTG-Marzo-2020.pdf>

[17] IRENA, “Renewable Power Generation Costs in 2021”, International Renewable Energy Agency, 2022. Disponible en : https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Power_Generation_Costs_2021_Summary.pdf

[18] Mei Su, Kaizhe Zhang, Yao Sun, Hua Han, Guangze Shi, Siqi Fu, “Coordinated control for PV-ESS islanded microgrid without communication”. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. Volume 136, 2022, 107699, ISSN 0142-0615. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107699>.