Modelo conceptual para la concepción técnica de micro-redes: un caso de estudio en Colombia

Conceptual model for technical microgrids conception: a case study in Colombia

Juan David Mina-Casaran¹*

Diego Fernando Echeverry¹

Carlos Arturo Lozano¹

Recibido 3 de abril de 2019, aceptado 13 de marzo de 2020 Received: April 3, 2019 Accepted: March 13, 2020

RESUMEN

En este trabajo se presenta un modelo conceptual para la concepción técnica de micro-redes, aplicado a un caso de estudio en Colombia. El modelo considera aspectos como: el levantamiento de la topología del sistema eléctrico, la preselección de tecnologías de generación, la priorización de la demanda eléctrica, localización de generadores distribuidos por medio del Índice de Estabilidad de voltaje SI (Stability Index), dimensionamiento y estrategias de operación de generadores distribuidos, modelo de componentes y evaluación del desempeño de la micro-red en aspectos como: perfil de tensión de los nodos y gestión óptima de potencia de la micro-red. El modelo conceptual desarrollado fue aplicado a un caso de estudio para la región del Valle del Cauca, Colombia, la cual presenta áreas urbanas y agroindustriales adecuadas para la investigación. Se utilizó la herramienta computacional de análisis de sistemas de potencia Neplan® para la evaluación del desempeño en estado estable de la micro-red.

Palabras clave: Gestión óptima de potencia, índice IREG, índice SI, micro-red, recursos energéticos distribuidos.

ABSTRACT

In this paper, a conceptual model for technical microgrids conception applied to a case study in Colombia is presented. The model considers aspects as: medium voltage electrical system topology setting, preselection of generation technologies, electrical demand prioritization, generators location employing the voltage Stability Index (SI), operation strategies and capacity sizing of distributed generators, components modeling and the evaluation of microgrid performance in aspects as voltage profiles and optimal power management. The conceptual model developed was applied in a case study for the Valle del Cauca region, Colombia, which presents urban and agroindustry areas suitable for the research requirements. For the microgrid steady-state performance evaluation, the computational tool of power systems analysis Neplan® was used.

Keywords: Distributed energy resources, IREG index, microgrid, optimal power management, SI index.

¹ Grupo de Investigación en Alta Tensión (GRALTA). Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Universidad del Valle. Ciudad Universitaria Meléndez, Barrio Meléndez, Cali, Colombia, C.P 76001.

E-mail: juan.mina@correounivalle.edu.co; diego.echeverry@correounivalle.edu.co; carlos.a.lozano@correounivalle.edu.co

^{*} Autor de correspondencia: juan.mina@correounivalle.edu.co

INTRODUCCIÓN

Hoy día la red eléctrica tradicional se encuentra en un proceso de transformación a una red eléctrica moderna, eficiente y sostenible: la Smart Grid [1-3]. Para lograr esta transformación, la gestión de recursos energéticos distribuidos DER (Distributed Energy Resources) como la Generación Distribuida (GD), las Fuentes Convencionales y Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FCE y FNCER), el almacenamiento distribuido DS (Distributed Storage), la gestión de la demanda, la toma de mediciones en tiempo real, el control, entre otras, se constituyen en respuestas tecnológicas adecuadas, ya que ofrecen mejoras en aspectos técnicos, ambientales y sociales en lo concerniente a flexibilidad, escalabilidad energética, reducción en la emisión de gases contaminantes, electrificación de áreas remotas entre otras [4-6].

Una visión general sobre la transición hacia las Smart Grid y uso eficiente de la energía se apoya en la implementación de micro-redes, caracterizadas por presentar cargas controlables, generación y almacenamiento distribuido de energía, las cuales utilizan tecnologías de la información y comunicación para la gestión de los recursos energéticos en su interior, incluidos los de la demanda, y que pueden operar de manera autónoma o conectada a la Power Grid o Sistema Interconectado Nacional (SIN) [7-10]. En Colombia, más allá que la producción actual de energía provenga principalmente de la hidroelectricidad con el 63% de la capacidad efectiva neta [11], se ha emprendido la búsqueda de soluciones reales de diversificación de la canasta energética y uso eficiente de la energía [12].

En muchos países se desarrollan estudios y casos piloto de micro-redes para evaluar sus fortalezas y debilidades con respecto a las redes tradicionales con generación centralizada [13-15]. Se espera que estas tendencias energéticas permitan la descentralización de las operaciones de Generación, Transmisión y Distribución (GTD), ahorros en las reservas de combustibles fósiles y reducción en materia de emisiones contaminantes, cuando para la generación de electricidad se utilizan fuentes limpias de energía.

No obstante, la implementación de este tipo de redes puede llevar a grandes retos en su diseño y concepción, así como a situaciones problemáticas durante su operación, dado que involucra aspectos relacionados con la valoración del potencial energético de una región, estado de la topología de los circuitos de media y baja tensión, selección de tecnologías de generación, priorización de la demanda eléctrica, gestión de potencia eléctrica de GD, entre otros aspectos necesarios para la consolidación de un entorno energético sostenible, accesible, confiable y de calidad para los usuarios [16, 17].

A razón de lo anterior, en este trabajo se presenta un modelo conceptual para la concepción técnica de micro-redes conectadas a Sistemas de Distribución Local (SDL) en Colombia, el cual incluye el aporte de DERs, principalmente las FNCER. Como región de estudio se seleccionó al municipio de Palmira en el departamento del Valle del Cauca, Colombia, el cual presenta áreas urbanas y agroindustriales adecuadas para la investigación, con cerca de 500.000 habitantes y niveles aceptables de radiación solar.

La red eléctrica seleccionada se basó en el sistema de prueba IEEE 34 Nodos [18]. Posteriormente ésta fue ajustada como una micro-red, por medio del modelo conceptual propuesto en este trabajo.

Con el propósito de evaluar el impacto de la presencia de GD sobre el perfil de tensión de la micro-red, se utilizó el Índice de Regulación de voltaje IREG propuesto en [19], el cual mide el nivel de desviación del voltaje de operación de cada nodo, respecto al voltaje nominal o de referencia. Por su parte, para evaluar la capacidad de gestión sobre los GD de la micro-red, se realiza un despacho óptimo de potencia que busca lograr los objetivos minimización de pérdidas de energía de la micro-red y maximización de la generación. Para ello se utilizó la herramienta computacional de análisis de sistemas de potencia Neplan.

PROPUESTA METODOLÓGICA

El modelo conceptual para la concepción técnica de micro-redes tiene la estructura presentada en la Figura 1. Dicho modelo está orientado a SDL de las zonas urbanas de Colombia [20], en donde existe potencial de generación a partir de DERs.

El modelo conceptual para la concepción técnica de micro-redes, requiere del desarrollo de cuatro fases, estas son:

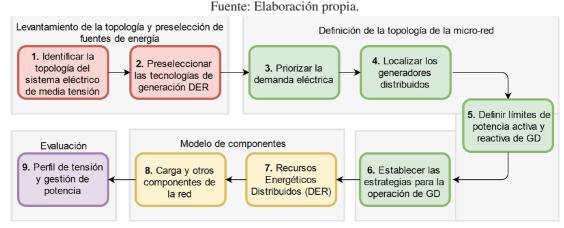


Figura 1. Modelo conceptual para la concepción técnica de micro-redes.

- Fase 1: Consiste en el levantamiento de la topología de la red eléctrica de media tensión del sitio donde se encuentra la demanda que será atendida, y la preselección de DERs: fuentes convencionales y fuentes de energía renovable aptas para ser incorporadas a la micro-red. Para el levantamiento de la topología de la red eléctrica, se tomó como referencia la red de prueba IEEE 34N (red base sin GD), la cual fue adaptada a las condiciones técnicas, físicas y geográficas de la región de estudio: Palmira, Valle del Cauca, Colombia.
- Fase 2: Se define la topología de la micro-red considerando para ello los criterios: priorización de la demanda eléctrica, límites de potencia, localización y estrategias para la operación de los GD de la micro-red.
- Fase 3: Consiste en modelar eléctricamente los recursos energéticos distribuidos que serán incorporados, para análisis posteriores en estado estable de la micro-red.
- Fase 4: Mediante análisis del perfil de tensión y gestión de potencia de GD se evalúa el desempeño en estado estable de la micro-red.

DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

El modelo conceptual propuesto fue aplicado para la concepción de una micro-red, adaptada a las condiciones técnicas, físicas y geográficas del municipio de Palmira en el Valle del Cauca, Colombia. El municipio cuenta con cerca de 500.000 habitantes, zonas agroindustriales y niveles de radiación solar promedio de 4 kWh/día adecuados

para la investigación. La red de media tensión se basó en el sistema de prueba IEEE 34N.

Identificación de la topología de la red de media tensión

Las redes de media tensión conforman circuitos rurales y/o urbanos cuya tensión de operación es, generalmente, 13,2 kV [21]. Estas redes deben contar con elementos que garanticen seguridad y confiabilidad en la operación eléctrica.

Inventario de componentes: La red IEEE 34N cuenta con [18]: 34 nodos de 29,4 kV, 32 líneas asimétricas con longitudes entre 3 m - 14.700 m, 25 cargas monofásicas y trifásicas con potencia entre 2 kVA y 515 kVA, 2 transformadores de 500 kVA y 2.500 kVA, 2 bancos de condensadores para compensación de reactivos de 300 kvar y 450 kvar y 2 reguladores de tensión.

Adecuación y asignación de parámetros: Para ajustar la red IEEE a la topología más representativa de una micro-red en la región del Valle del Cauca, se realizaron modificaciones en los niveles de voltaje, relación de tensiones de transformadores, longitud y tipo de líneas, y por último el tipo de cargas (monofásicas por trifásicas balanceadas).

El nivel de voltaje de la micro-red fue ajustado a los valores típicos de redes de baja y media tensión de Palmira (440 V, 13,2 kV y 34,5 kV). Del mismo modo se cambió la relación de tensiones de los transformadores conservando su potencia nominal. Los reguladores de tensión fueron excluidos del

análisis y los capacitores fueron reubicados en la red eléctrica, además de ajustar su potencia nominal. Respecto a la longitud de las líneas, ésta se redujo en 90% su longitud, de acuerdo a la capacidad de carga (relación R/X), considerando para la microred líneas simétricas con longitudes que oscilan desde 8,5 m hasta 1.500 m aproximadamente. Finalmente, todas las cargas fueron clasificadas como trifásicas balanceadas cuya capacidad no cambió respecto a la red base sin GD. El análisis llevado a cabo para la incorporación de DERs en la micro-red se presenta en la sección *Localización de Generadores Distribuidos*.

Preselección de tecnologías de generación DER Se realiza en términos de: *i)* Potencial de DERs (principalmente solar y eólica) identificado por

(principalmente solar y eólica) identificado por medio de información que suministran las *utilities* de la región de estudio, y *ii*) Características técnicas de las tecnologías existentes de generación.

Identificación de características geográficas: Las características geográficas y climáticas del lugar de estudio corresponden a [22]: ocupación masiva del cultivo de caña de azúcar al occidente, brillo solar de 10 horas/día, velocidad media del viento 1,5 m/s, caudales de las cuencas principales 4 m³/s y 7 m³/s.

Identificación del potencial de tecnologías de generación: Según los datos suministrados por *utilities* de la región, los DERs de mayor aprovechamiento para el estudio son: la energía solar y biomasa. Sin embargo, en virtud de enriquecer la investigación realizada, también se incorporaron tecnologías a partir de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) y la energía eólica.

Identificación de características de las tecnologías de generación: La elección de un tipo de tecnología de generación DER frente a otra se realizó teniendo en cuenta sus ventajas técnicas, ambientales y eléctricas para la región seleccionada.

En el caso de la tecnología solar fotovoltaica su elección obedeció a características técnicas como modularidad y escalabilidad. Para el caso de la tecnología de generación eólica, su selección se produjo de acuerdo a la flexibilidad en el control de potencia activa y reactiva. La elección de la tecnología Pequeña Central Hidroeléctrica PCH se encuentra supeditada a la topografía del terreno

del lugar donde ésta será ubicada. Por su parte, la elección de micro-turbinas como tecnología de generación a ser incorporada en la micro-red, marca una tendencia en la utilización de combustibles no contaminantes como el biogás, siendo una alternativa para reducir las emisiones de gases contaminantes en la atmosfera.

Priorización de la demanda eléctrica

En situaciones de contingencia como la pérdida de generación en una micro-red cuando opera en modo isla, surge la necesidad de clasificar la demanda en crítica y no crítica [23, 24]. Para ello, el modelo conceptual de concepción considera: *variables cualitativas* relacionadas con la función que desempeña la carga y su ubicación en la red, y *variables cuantitativas* correspondientes a la potencia de la carga.

Definición de criterios: Los criterios utilizados para la priorización de la demanda son: potencia, función y ubicación de la carga en la red eléctrica. La potencia de la carga es un criterio cuantitativo relacionado con la capacidad de la carga (potencia activa). La función o desempeño es un criterio de tipo cualitativo relacionado con el rol que desempeña la carga. La ubicación de la carga en la red eléctrica es un criterio utilizado para identificar el nivel de desviación del voltaje del usuario respecto al valor nominal de la red.

Inventario de cargas: La red modificada cuenta con 25 cargas que han sido agrupadas en nueve categorías (Tabla 1), teniendo en cuenta la distribución de usuarios del mapa geográfico del suroriente de Palmira en el Valle del Cauca (3°31'48" de latitud norte y 76°81'13" de longitud al oeste de Greenwich).

Asignación de prioridades y cálculo de prioridad absoluta: Consiste en la asignación de los valores de prioridad a los criterios y a las cargas a través de la escala de importancia del proceso analítico jerárquico (AHP, por sus siglas en inglés) [25], y la ponderación final, obteniendo matemáticamente la clasificación de las cargas que son críticas y las que son diferibles.

Por medio del juicio de tres expertos y utilizando el proceso citado, se asignaron las prioridades a los usuarios de la red. En el diagrama de jerarquías de la Figura 2 se muestra el nivel de prioridad de las demandas que arrojó el proceso de evaluación.

ar mamerpro de l'amma.						
Usuario	Capacidad (kW)	Nivel de voltaje (%)				
Centros administrativos	11	93				
Centro comercial	40	93				
Centros deportivos	5	94				
Centros de educación	55	97				
Centros de mantenimiento	16	96				
Centros de salud	45	92				
Industrial	711	92				
Residencial rural	450	91				
Residencial urbano	432	91				

Tabla 1. Inventario de cargas de la red IEEE 34N modificada contextualizada al municipio de Palmira.

Fuente: Elaboración propia.



Figura 2. Diagrama de jerarquías para la priorización de la demanda.

El criterio con mayor prioridad (70%) es la función que desempeña la carga. Los demás criterios suman el 30% de prioridad. De acuerdo a lo anterior, se priorizó la demanda en dos grupos principales: cargas críticas (centros de salud e industrias: 54% de prioridad) y cargas no críticas (otros usuarios: 46% de prioridad).

Localización de Generadores Distribuidos

La idea de encontrar la ubicación óptima para los generadores distribuidos de la micro-red, tiene como fin el mejoramiento de perfiles de voltaje y la reducción de pérdidas de energía, principalmente. En este trabajo se propone utilizar el Índice de Estabilidad de voltaje SI, definido en [26] y que se expone en (3).

A partir de la Figura 3 se obtienen las ecuaciones (1) y (2):

$$I_{ij} = \frac{V_i - V_j}{R_{ij} + jX_{ij}} \tag{1}$$

Fuente: Elaboración propia.

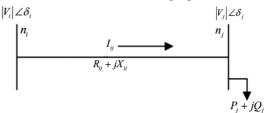


Figura 3. Diagrama esquemático simplificado de una red para la definición del índice SI.

$$P_j - jQ_j = V_j^* l_{ij}$$
 (2)

Donde *ni* y *nj* son los nodos de envío y recibo *i - j; Iij* es la corriente a través de la rama *i - j; Vi* y *Vj* son la magnitud del voltaje en *ni* y *nj; Pj* y *Qj* son la demanda de potencia activa y reactiva en *nj; Rij* y *Xij* son la resistencia y reactancia de la línea entre *ni* y *nj.*

Al despejar *Iij* de la ecuación (2) e igualar con la ecuación (1), se obtiene el índice SI de la ecuación (3):

$$SI(n_j)V_i^4 - 4(P_jR_i + Q_jX_j)V_j^2 - 4(P_jX_i - Q_jR_i)^2$$
 [p.u] (3)

Flujo de carga: Para localizar los GD en la red, se realiza previamente un flujo de carga en donde se obtiene el perfil de tensión de los nodos de la red (Figura 4), el cual se encuentra dentro de los límites establecidos por norma (NTC 1340-13). Sin embargo, con un aumento progresivo de la carga o la ocurrencia de una contingencia, el voltaje podría situarse fuera del límite mínimo (0,9 p.u) en nodos desde N18 a N34.

Evaluación del índice de estabilidad de voltaje

SI: El valor del índice SI de cada nodo se obtiene al evaluar en la ecuación (3) el perfil de tensión de la Figura 4 y los datos de impedancia de las líneas, potencia activa y potencia reactiva de las cargas de la red IEEE 34N modificada. Estos datos pueden ser consultados en [27]. Al término de la evaluación en la ecuación (3) se determinan los nodos con menor índice. Dichos nodos se toman como candidatos para la localización de las unidades de GD.

En la Figura 5 se muestran los nodos candidatos de generación y el valor de su índice SI.

Límite de potencia de los Generadores Distribuidos El límite máximo de potencia activa y reactiva de los GD es definido a través del diagrama de flujo

presentado en la Figura 6 en donde se modela matemáticamente el problema. Las variables involucradas son los voltajes nodales (magnitud y ángulo) y las potencias (activa y reactiva) que entregan los generadores distribuidos.

El resultado de la metodología de dimensionamiento entregó las siguientes potencias para los nodos de GD: N14 (47 kW, 471 kvar), N18 (43 kW, 122 kvar), N22 (180 kW, 0 kvar), N24 (655 kW, 4 kvar), N28 (287 kW, 444 kvar) y N32 (565 kW, 0 kvar).

Estrategias para la operación de Generadores Distribuidos

Las estrategias de operación de micro-redes están ligadas a la arquitectura de control implementada en su interior. Son diversas las razones por las cuales las estrategias de control son requeridas: regulación de fuentes de energía variables e intermitentes como las energías solar y eólica, conexión y desconexión de la micro-red de la red principal, calidad de potencia para ciertos tipos de cargas, entre otras razones. Por tal razón, la estrategia de control de una micro-red debe enfocarse en regular frecuencia y voltaje, tanto en modo isla como en modo conectado a la red, al igual que se debe ocupar de regular la potencia activa y reactiva, y de realizar una conexión y desconexión exitosa de la micro-red a la red principal [28, 29].

Algunos autores dan a conocer una jerarquía de control de micro-redes de tres niveles [30-32]: control primario, secundario y terciario. El control primario utiliza la información local para regular los

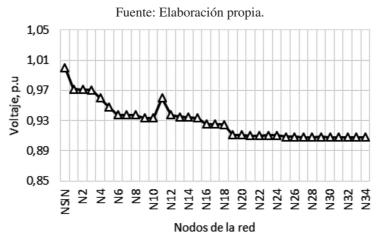


Figura 4. Perfil de tensión en los nodos de la red IEEE 34N modificada.

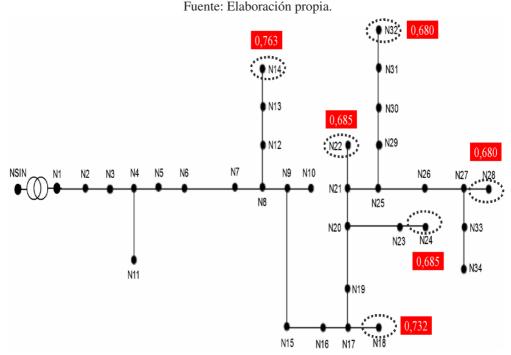


Figura 5. Red IEEE 34N modificada con nodos candidatos de GD y el índice SI.

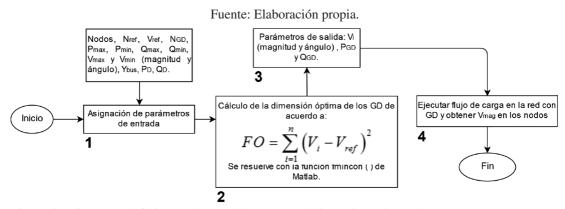


Figura 6. Diagrama de flujo con la metodología para el dimensionamiento de GD.

voltajes, las corrientes y frecuencia de la red en cada unidad de generación durante eventos transitorios, considerando las potencias activa y reactiva. El control secundario lleva a cabo tareas que permiten la gestión de la potencia eléctrica, también realiza trabajos relacionados con las decisiones globales de exportación o importación de energía hacia y desde otras redes. El tercer nivel corresponde a la coordinación de múltiples redes por parte de un agente operador.

A razón de lo anterior y de acuerdo a las normas IEEE 1547-03 e IEEE 1547.2-08 [33, 34], los generadores de la micro-red propuesta en este trabajo que utilizan DERs a partir de fuentes renovables de energía, deben operar con factor de potencia constante y según los requerimientos de potencia activa y reactiva de los usuarios de la red, los demás generadores pueden operar como generadores de voltaje controlado y/o de carga. Durante el modo de operación *conectado a la red*, la energía a partir

de las FNCER debe ser utilizada tanto como sea posible para alimentar las cargas. Por su parte, durante el modo de operación en *isla* las fuentes de energía y el sistema de almacenamiento deben ser capaces de suministrar la potencia activa y reactiva a las cargas críticas.

Propuesta para el modelado de DERs y otros componentes

Utilizando la herramienta computacional para análisis de sistemas de potencia Neplan®, se modelan eléctricamente los siguientes componentes de la micro-red: generadores distribuidos, sistemas de almacenamiento, cargas, líneas y transformadores. En la Figura 7 se presenta el diagrama esquemático completo de los circuitos ramales de GD que posteriormente se incorporan en la red IEEE 34N modificada. Cada Circuito Ramal (CR1 A CR5) consta de un convertidor de electrónica de potencia y un transformador que se conecta al SDL.

Además del suministro de potencia activa a las cargas de la micro-red, los GD pueden ayudar en labores como: suavización de picos de carga, disminución de pérdidas eléctricas en la micro-red, compensación

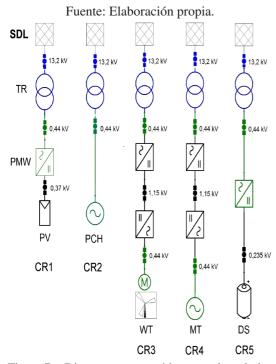


Figura 7. Diagrama esquemático completo de los circuitos ramales de los GD de la micro-red.

de reactivos para el control de voltaje, estabilidad de frecuencia y ajuste del factor de carga. Las variables y parámetros de los modelos de los GD se describen en [35, 36 y 37].

Modelo de carga y líneas

En el software de análisis de sistemas de potencia Neplan, la carga es modelada a través del elemento "Carga de AC". La micro-red incluye un total de 25 cargas cuya potencia total equivale a 1.765 kW y 1.044 kvar. El modelo obedece a cargas de impedancia, corriente y potencia constante el cual puede ser consultado en [38]. Con respecto a las líneas de la micro-red, para su modelado se debe considerar la relación R/X [39]. En la Tabla 2 se presentan valores típicos de R y X para líneas de bajo, medio y alto voltaje.

Modelo de transformadores

Para estudios en estado estable a frecuencia de 60 Hz el transformador se modela como un elemento de parámetros concentrados. Los parámetros de secuencia positiva del modelo corresponden a los tradicionales: resistencia y reactancia de los devanados y la admitancia [40].

Evaluación del desempeño de la micro-red

Con el propósito de evaluar el impacto de la presencia de GD sobre el perfil de tensión de la micro-red, se utilizó el Índice de Regulación de voltaje IREG, el cual mide el nivel de desviación del voltaje de operación de cada nodo, en relación con los límites establecidos en la Norma Técnica Colombiana NTC 1340-13: tensión máxima nominal de 105% y mínima de 90%, para tensiones entre 1 kV y 57,5 kV. Por su parte, para evaluar la capacidad de gestión sobre los GD de la micro-red, de acuerdo a una función multi-objetivo (minimización de pérdidas y maximización de potencia eléctrica), se llevó a cabo un despacho óptimo de potencia en Neplan® con el que se obtuvieron los puntos de operación de los GD de la micro-red.

Tabla 2. Parámetros típicos de una línea por nivel de tensión.

Tipo de línea	R (Ω/km)	X (Ω/km)	R/X
Bajo voltaje	0,642	0,083	7,7
Medio voltaje	0,161	0,190	0,85
Alto voltaje	0,06	0,191	0,31

Fuente: Elaboración propia.

Índices para evaluar la calidad de energía: Existen diversos índices normalizados para evaluar la calidad de energía en una red eléctrica, estos son: índice de regulación de voltaje *IREG*, índice de sobretensión y subtensión *ISU*, índice de corriente de falla *Ifalla*, índice de amplitud de hueco de tensión *Isag*, índices de distorsión total armónica de tensión *THDV* y corriente *THDI* e índice de distorsión total de la demanda *TDD* [19].

En este trabajo se propone evaluar el impacto de la presencia de GD sobre el perfil de tensión de la micro-red, utilizando el índice IREG. El índice se presenta en la ecuación (4).

$$IREG = \frac{V_{nodo} - V_{min}}{V_{max} - V_{min}} \tag{4}$$

Donde *Vnodo* es la tensión medida en el punto de conexión común; *Vmax* y *Vmin* son los límites de tensión permitidos.

Despacho óptimo de potencia: Con el objetivo de evaluar la capacidad de gestión sobre los GD de la micro-red, se modelan escenarios de despacho de potencia considerando la disponibilidad de FNCER y el suministro desde el SDL. En la Figura 8 se presenta el diagrama de flujo con la metodología desarrollada.

RESULTADOS Y ANÁLISIS

En el Figura 9 se presenta la micro-red concebida al aplicar el modelo conceptual propuesto. La micro-red se compone de los Circuitos Ramales simplificados (CR1 a CR5), de dos sistemas fotovoltaicos PV1-2 de 43 kW y 287 kW, un aerogenerador WT de

180 kW, dos micro-turbinas MT1-2 de 47 kW y 565 kW, una PCH de 655 kW, un banco de baterías DS o BESS (*Battery Energy Storage System*) de 45 kW (50 Ah), 25 usuarios cuya demanda total es 1.765 kW y 3 bancos de reactivos B1-3 de 108 kvar, 350 kvar y 448 kvar.

En los nodos N14 y N32 se ubicaron dos microturbinas a biogás (MT1 y MT2) dado que la demanda de la zona es de tipo industrial (ingenios), por su parte, en N18 y N28 se ubicaron dos sistemas de generación solar PV por tratarse de una carga residencial y centro de salud. En N24 se incorporó una PCH que suministra potencia a cargas rurales. Finalmente, en N22 se instaló un aerogenerador. A su vez, en los nodos N14, N18, N28 se incorporaron bancos de compensación reactiva de 448 kvar, 108 kvar y 350 kvar. En el caso de las cargas críticas, se incorporaron baterías de 45 kW en hospitales, y micro-turbinas de respaldo de 169 kW y 542 kW en ingenios cuya capacidad equivale a la potencia de la carga crítica atendida.

Se analizaron siete casos de estudio (C1 a C7) cuyos resultados fueron comparados con casos base (CB1 y CB2): los casos base corresponden a la micro-red sin GD para las horas del día de mayor demanda: 1.460 kW al medio día y 1.632 kW en la noche (horas 13 y 19 respectivamente). En la Tabla 3 se presenta una breve descripción de los casos de estudio.

Análisis del perfil de tensión de la micro-red

En la Figura 10 se presenta el perfil IREG en los nodos de carga para los casos C1 a C7 respecto a los casos base CB1 y CB2. Los casos con mejor

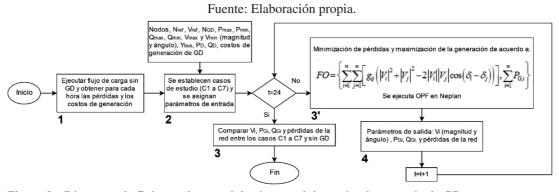


Figura 8. Diagrama de flujo con la metodología para el despacho de potencia de GD.

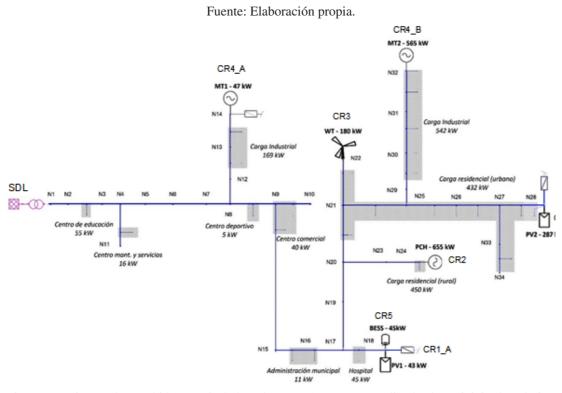


Figura 9. Micro-red concebida a partir de la red IEEE 34N y contextualizada al municipio de Palmira, Valle del Cauca.

Tabla 3. Casos de estudio para los análisis de estado estable definidos.

Modo de operación de la micro-red - Caso de estudio - Estado del elemento: ON/OFF									
Elemento	Conectado (medio día)			Cone	ectado (noche)	Isla (medio día)	Isla (noche)		
	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7		
PV	ON	OFF	ON	OFF	OFF	ON	OFF		
WT	ON	OFF	ON	OFF	OFF	ON	OFF		
PCH	ON	OFF	ON	OFF	OFF	ON	ON		
MT	OFF	ON	ON	ON	ON	ON	ON		
B1-3	OFF	OFF	OFF	OFF	OFF	ON	ON		
MTR	OFF	OFF	OFF	OFF	OFF	OFF	ON		
DS	OFF				ON (Generador)	ON (Generador)	ON (Generador)		

Fuente: Elaboración propia.

índice IREG son: C1 (0,58 p.u), C2 (0,42 p.u) y C3 (0,65 p.u), en promedio 13.025 V, 12.719 V y 13.171 V.

El caso C3 presenta el mejor índice IREG, en donde todos los GD suministran energía a los usuarios y además se presentan excedentes de potencia activa que son exportados al SDL. En los casos C4 y C5 no hay suministro de energía por parte de FNCER y además, el promedio de índice IREG se encuentra por debajo del valor nominal (0,67 p.u): 0,36 p.u para C4 y 0,37 p.u para C5. El índice IREG para los casos C6 y C7 equivale a 0,67 p.u (13.205 V) y 0,68 p.u (12.221 V), respectivamente.

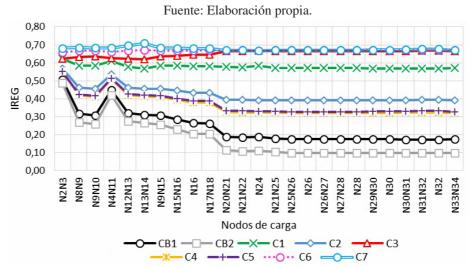


Figura 10.Índice IREG en los nodos de carga para los casos C1 a C7.

Despacho de potencia en la micro-red

Operación modo conectado: En la Figura 11 se muestra la participación energética de las tecnologías de generación cuando la micro-red opera en modo conectado al SDL.

En el caso C1 el suministro de energía está a cargo de las FNCER y el SDL (30.319 kWh día). En los casos C2 y C4 el suministro es realizado por las micro-turbinas y el SDL (30.523 kWh día). En el caso C3 todas las fuentes de generación suministran

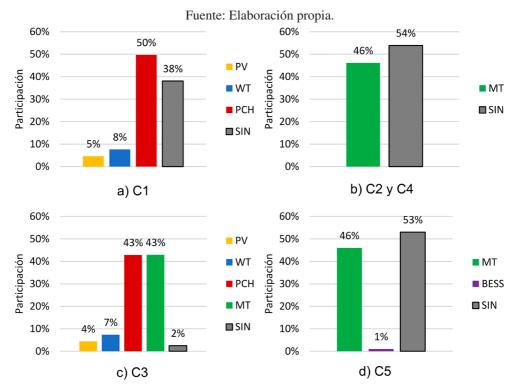


Figura 11. Participación energética de DERs y SDL: modo conectado de la micro-red.

energía (31.640 kWh día); durante este escenario se presentan flujos bidireccionales de potencia entre la micro-red y el SDL: la micro-red entrega al SDL 1.502 kWh. En el caso C5, durante las horas pico, los sistemas de almacenamiento DS suministran 180 kWh/día.

Las pérdidas totales de energía se reducen respecto al caso base sin GD, pasando de 1.565 kWh día a 225 kWh en C1, 435 kWh en C2 y C4, 46 kWh en C3 y 428 kWh en C5.

Operación modo isla: En la Figura 12 se presenta la participación energética de las tecnologías de generación cuando la micro-red opera en modo isla.

En los casos C6 y C7 se utilizó el DS en las horas 13 y 19. El estado de carga del DS se estableció en 100% de su capacidad. La PCH opera como generador *slack*. En el caso C6 todos los GD suministran energía a las cargas (30.211 kWh día). En el caso C7 se desconectan los generadores PV y WT y el suministro lo realiza la PCH, las microturbinas y el DS (durante las horas pico). La energía suministrada equivale a 30.203 kWh. En los dos casos, las pérdidas totales de energía se reducen respecto al caso base, pasando de 1.565 kWh día a 115 kWh día.

CONCLUSIONES

Se presentó un marco conceptual para la concepción técnica de micro-redes, el cual considera aspectos de priorización de la demanda eléctrica, ubicación y dimensionamiento de generadores distribuidos y evaluación del desempeño de la micro-red por medio de simulaciones en estado estable para análisis del perfil de tensiones y gestión óptima de potencia.

Durante los análisis de perfil de tensión de la micro-red, en los casos evaluados mejoró el nivel de tensión de los nodos respecto al de la red base: C3 fue el caso con mejor promedio de índice IREG (0,65 p.u).

En los análisis de gestión de potencia eléctrica, el despacho de fuentes alrededor de los objetivos minimización de pérdidas y maximización de la potencia eléctrica, ofrece una tendencia a la utilización de las micro-turbinas y la PCH. Por su parte, el SDL presenta un porcentaje de participación que llega hasta el 50% de la energía total cuando no se consideran dentro del análisis las FNCER.

En el caso C3 de despacho de potencia se obtuvo la reducción de pérdidas más significativa (97% de reducción) debido a que el programa de optimización cuenta con el mayor número de generadores gestionables: micro-turbinas y la PCH.

Con los resultados obtenidos tanto en el modo conectado a la red como en isla, es claro que existe una fuerte dependencia de las pérdidas con la topología de la red eléctrica y la capacidad de generación. Dicho aspecto se constató al evaluar siete casos de estudio con diferentes combinaciones de potencial energético. La identificación de elementos que son fuentes potenciales de pérdidas, tales como líneas

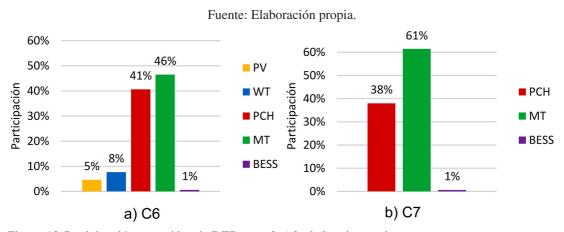


Figura 12. Participación energética de DERs: modo isla de la micro-red.

y transformadores, puede ayudar a la realización de una mejor gestión y futura planeación de la expansión de la micro-red.

Como trabajos futuros se proponen: i) la evaluación del desempeño de la micro-red teniendo en cuenta otros índices normalizados de calidad de energía, tales como nivel de armónicos, corrientes de falla y huecos de tensión, propuestos en la NTC 1340-2013 e IEEE 519 del 2014. ii) Implementar otras técnicas como *Hosting Capacity* para la ubicación y dimensionamiento de los sistemas de GD, que considere la incertidumbre de las FNCER solar y eólica. iii) Ampliar el modelo conceptual a la planificación de micro-redes considerando: estudios de calidad de energía, despacho de potencia, estabilidad de voltaje, protecciones eléctricas adaptativas, entre otros

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan un sincero agradecimiento al Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación COLCIENCIAS y a la Universidad del Valle por el financiamiento durante la realización del trabajo de grado de maestría titulado "Modelado y Simulación de una Microgrid Con Base en el Potencial de Fuentes Renovables No Convencionales de Energía en Colombia".

REFERENCIAS

- [1] G.G. Dranka and P. Ferreira. "Towards a smart grid power system in Brazil: Challenges and opportunities". *Energy Policy*. Vol. 136 N° October, pp. 1-16. 2020.
- [2] F. Byk, Y. Frolova, and L. Myshkina. "The efficiency of distributed and centralized power system integration". *Energy Syst. Res.* 2019. Vol. 114, pp. 1-6. 2019.
- [3] O. Abrishambaf, F. Lezama, P. Faria and Z. Vale. "Towards transactive energy systems: An analysis on current trends". *Energy Strateg. Rev.* Vol. 26, pp. 1-17. 2019.
- [4] Z. Hungerford, A. Bruce, and I. MacGill. "The value of flexible load in power systems with high renewable energy penetration". *Energy*. Vol. 188, pp. 1-12. 2019.
- [5] C. Dang, X. Wang, C. Shao, and X. Wang. "Distributed generation planning for diversified participants in demand response to promote renewable energy integration".

- *J. Mod. Power Syst. Clean Energy.* Vol. 7 N° 6, pp. 1559-1572. 2019.
- [6] IRENA and IEA-ETSAP. "Renewable Energy Integration in Power Grids". Abu Dhabi, United Arab Emirates. 2015.
- [7] J.D. Mina-Casaran, D.F. Echeverry, and C.A. Lozano. "A methodological proposal for the technical conception of microgrids". *Rev. Ing. Univ. Medellín*. Vol. 18 N° 34, pp. 199-218. 2019.
- [8] J.D. Mina-Casaran, E.F. Caicedo, and C.A. Lozano. "A proposal of integration of decentralized generation architectures in microgrid environments". *Entre Cienc. e Ing.* Vol. 1 N° 22, pp. 9-17. 2017.
- [9] R. Lasseter and P. Paigi. "Microgrid: A Conceptual Solution". In Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual, 2004, no June, pp. 4285-4290.
- [10] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei, and S. Bahramirad. "State of the Art in Research on Microgrids: A Review". *IEEE Access*. Vol. 3, pp. 890-925. 2015.
- [11] Expertos en Mercados XM. "Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2018," 2018. [Online]. Available: http://informes.xm.com.co/gestion/2018/servicio-confiable-eficiente-competitivo-y-mas-limpio/oferta-y-generacion/Paginas/capacidad-efectiva-neta.aspx. Accessed: 11-Jan-2020.
- [12] Comisión Económica para América Latina y el Caribe CEPAL. "Observatorio regional sobre energías sostenibles". Ciudad de Panamá, Panamá. 2019.
- [13] N.W.A. Lidula and A.D. Rajapakse. "Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems". *Renew. Sustain. Energy Rev.* Vol. 15 No 1, pp. 186-202. 2011.
- [14] R. Palma-Behnke, D. Ortiz, L. Reyes, G. Jiménez-Estévez, and N. Garrido. "A social SCADA approach for a renewable based microgrid The Huatacondo project". IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. 2011.
- [15] C. Pica, T. Leites, F. Tumelero, and R. Trentin. "Planning of sustainable urban districts based on smart micro-grids concept: A case study in Brazil". In ENERGY 2013: The Third International Conference on Smart Grids,

- *Green Communications and IT Energy-aware Technologies Planning*, pp. 21-27. 2013.
- [16] D. Maity, A. Ghosh, S. Banerjee, and C.K. Chanda. "Microgrid: Planning of optimal placing of distributed energy resources by loss and fuel cost reduction using map reduce optimization algorithm approach". In 2018 National Power Engineering Conference, NPEC 2018, pp. 1-5. 2018.
- [17] J.D. Garzón-Hidalgo, Y. Andrés, and J. Saavedra-Montes. "Una metodología de diseño de micro redes para zonas no interconectadas de Colombia". *Tecnológicas*. Vol. 20 N° 39, p. 15. 2017.
- [18] IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group. "Distribution Test Feeders - 34-bus Feeder". 1992. URL: https://site.ieee. org/pes-testfeeders/resources/. Accessed: 11-Jan-2020.
- [19] D.G. Herrera, G.L. Russi, and E.R. Trujillo. "Evaluación del impacto de la generación distribuida mediante índices normalizados con base en la normatividad colombiana y estándares IEEE". Rev. Ing. Vol. 20 N° 2, pp. 299-315. 2015.
- [20] Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG. "CREG 097 de 2008". Bogotá, Colombia, pp. 1-135. 2008.
- [21] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC, Norma Técnica Colombiana NTC 1340 - Electrotecnia. Tensiones y Frecuencia Nominales en Sistemas de Energía Eléctrica en Redes de Servicio Público. Bogotá, Colombia. 2013.
- [22] Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca CVC e Instituto de Estudios Ambientales de la Universidad Nacional de Colombia Sede Palmira IDEA. "Perfil ambiental urbano: Municipio de Palmira". Palmira, Colombia, 2008.
- [23] J.K. Saini, Y.R. Sood, and R. Shrivastava. "Optimal resource management of microgrids in a competitive market environment using dual layer control approach". *Electr. Power Components Syst.* Vol. 0, N° 0, pp. 1-13. 2019.
- [24] R. Silva, A. Ferreira, A. Ferreira, and P. Leitao. "Increasing self-sustainability in micro grids using load prioritization and forecasting mechanisms". Proc. 2015 10th IEEE Conf. Ind. Electron. Appl. ICIEA 2015, No LV, pp. 1069-1074. 2015.

- [25] T.L. Saaty. "How to make a decision: The Analytic Hierarchy Process". *Eur. J. Oper. Res.* Vol. 48, pp. 9-26. 1990.
- [26] K.V. Kumar and M.P. Selvan. "Planning and operation of distributed generations in distribution systems for improved voltage profile". In 2009 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, pp. 1-7. 2009.
- [27] J.D. Mina-Casaran. "Modelado y simulación de una micro-red con base en el potencial de fuentes renovables no convencionales de energía en Colombia". Universidad del Valle, 2016.
- [28] O. Palizban, K. Kauhaniemi, and J.M. Guerrero. "Microgrids in active network management Part I: Hierarchical control, energy storage, virtual power plants, and market participation". *Renew. Sustain. Energy Rev.* Vol. 36, pp. 428-439. 2014.
- [29] E.G. Luna, J.E.C. Becerra, and E.M. Sáenz. "Current status and future trends in protection, control and communications testing in electrical grids using real-time simulation". *J. Eng. Sci. Technol. Rev.* Vol. 11 N° 4, pp. 204-214. 2018.
- [30] M. Soshinskaya, W.H.J. Crijns-Graus, J.M. Guerrero, and J.C. Vasquez. "Microgrids: experiences, barriers and success factors". *Renew. Sustain. Energy Rev.* Vol. 40, pp. 659-672. 2014.
- [31] Y. Rahmatikukandeh and M.H. Kazemi. "Microgrid control in islanding and connected mode", *26th Iran. Conf. Electr. Eng. ICEE 2018*, pp. 1173-1178. 2018.
- [32] C. Marnay *et al.*, "Microgrid evolution roadmap". *Proc. 2015 Int. Symp. Smart Electr. Distrib. Syst. Technol. EDST 2015*, pp. 139-144. 2015.
- [33] IEEE Standards Coordinating Committee 21, IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems. New York, USA, 2008.
- [34] IEEE Standards Coordinating Committee 21, IEEE Standard 1547 for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. New York, USA. 2003.
- [35] M.Z.C. Wanik, A.A. Ibrahim, A.K.M. Hussin, M.R. Rusli, and J.H. Tang. "Simplified dynamic model of photovoltaic generation system for grid integration studies". In *Intelligent and Advanced Systems (ICIAS)*, pp. 1-6. 2014.

- [36] P. Sorensen, B. Andresen, J. Fortmann, and P. Pourbeik. "Modular structure of wind turbine models in IEC 61400-27-1". 2013 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet., pp. 1-5. 2013.
- [37] O. Tremblay, L. Dessaint, and A. Dekkiche. "A generic battery model for the dynamic simulation of hybrid electric vehicles". In *Vehicle Power and Propulsion Conference IEEE*. N° 5, pp. 284-289. 2007.
- [38] Z. Shen, Z. Wei, G. Sun, and S. Chen. "Electrical power and energy systems representing ZIP loads in convex relaxations of optimal power flow problems". *Electr. Power Energy Syst.* Vol. 110, pp. 372-385. 2019.
- [39] A. Engler. "Applicability of droops in low voltage grids". *Int. J. Distrib. Energy Resour. Smart Grids*. No 1, pp. 1-5. 2005.
- [40] J.J. Grainger and W.D. Stevenson. "Analisis de sistemas de potencia". Ciudad de México. 1996.