



Modelo de programación lineal entera mixta para optimización del tamaño del conductor en sistemas de distribución considerando la integración de comunidades energéticas locales

Mixed-integer linear programming model for optimal conductor sizing in distribution systems considering the integration of local energy communities

Marcelo Tenesaca-Caldas¹, John Franco-Baquero², Patricio Agudo-Guiracocha³, Sergio Zambrano-Asanza⁴

¹Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira/SP, Brazil. Orcid: 0000-0002-2639-7769. correo electrónico: sebastian.tenesaca@unesp.br

²Departamento de Engenharia Elétrica, Universidad Estadual Paulista, Ilha Solteira/SP, Brazil. Orcid: 0000-0002-7191-012X. correo electrónico: fredy.franco@unesp.br

³Departamento de Engenharia Elétrica, Universidad Estadual Paulista, Ilha Solteira/SP, Brazil. Orcid: 0000-0003-4995-7770. correo electrónico: patricio.agudo@unesp.br

⁴Departamento de Planeamiento, “Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.” - CENTROSUR, Cuenca, Ecuador. Orcid: 0000-0003-3662-0220. correo electrónico: sergio.zambrano@centrosur.gob.ec

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

Resumen

Este artículo presenta un modelo de programación lineal entera mixta para resolver el problema de selección óptima del tamaño del conductor en sistemas de distribución radial considerando la integración de comunidades energéticas locales. La operación en estado estable del sistema de distribución basado en inyecciones de corriente se modela utilizando técnicas de linealización. La formulación propuesta considera la presencia de comunidades energéticas locales y restricciones operativas tales como límites de magnitud de voltaje y corriente. La formulación presentada se probó en un sistema de distribución utilizado en la literatura especializada. Los resultados muestran la eficiencia del método y demuestran que el modelo puede ser utilizado como solución del problema de selección óptima del tamaño del conductor.

Palabras clave: Comunidades energéticas locales, programación lineal entera mixta, selección óptima del tamaño del conductor

Como citar: M. Tenesaca, F. Franco, P. Agudo, S. Zambrano, “Modelo de programación lineal entera mixta para optimización del tamaño del conductor en sistemas de distribución considerando la integración de comunidades energéticas locales” in *XI Simposio Internacional de Calidad de la Energía Eléctrica*, Valledupar: Universidad Nacional de Colombia, Nov. 2023. doi: <https://doi.org/10.15446/sicel.v11.109891>

Abstract

This paper presents a mixed-integer linear programming model to solve the optimal conductor sizing problem in radial distribution systems considering the integration of local energy communities. The steady-state operation of the current injection-based distribution system is modeled using linearization techniques. The proposed formulation considers the presence of energy communities and operational constraints such as voltage and current magnitude limits. The proposed formulation was tested on a distribution system used in specialized literature. The results demonstrate the effectiveness of the method and show that the model can be used as a solution to the optimal conductor size selection problem.

Keywords: Local energy communities, mixed-integer linear programming, optimal conductor size selection

NOMENCLATURA

Conjuntos

Ω_a	Conjunto de tipos de conductores.
Ω_b	Conjunto de barras del sistema.
Ω_l	Conjunto de líneas del sistema.
Ω_s	Conjunto de escenarios.
Ω_t	Conjunto de intervalos de tiempo.

Parámetros

α_t^{SE}	Coeficiente de costo de energía en la subestación en el período t .
p_s	Probabilidad del escenario s .
$c_{b,a}$	Costo del refuerzo del tipo de conductor b al tipo de conductor a .
θ_1	Máximo desvió negativo del ángulo de fase.
θ_2	Máximo desvió positivo del ángulo de fase.
k	Numero de rectas para la linealización de la corriente.
l_{ij}	Longitud de la línea ij en kilómetros.
R_a	Resistencia del conductor tipo a por kilómetro.
X_a	Reactancia del conductor tipo a por kilómetro.
I_a^{max}	Capacidad de corriente para el conductor tipo a .
V	Magnitud de voltaje mínimo.
\bar{V}	Magnitud de voltaje máximo.
$V_{i,t,s}^{re*}$	Punto de operación estimado de la componente real del voltaje en la barra i , en el intervalo de tiempo t para el escenario s .
$V_{i,t,s}^{im*}$	Punto de operación estimado de la componente imaginaria del voltaje en la barra i , en el intervalo de tiempo t para el escenario s .
$P_{i,t,s}^D$	Demanda de potencia activa en la barra i , en el intervalo de tiempo t para el escenario s .
$Q_{i,t,s}^D$	Demanda de potencia reactiva en la barra i , en el intervalo de tiempo t para el escenario s .
P_i^{com}	Máxima potencia activa instalada de la comunidad conectada a la barra i .
Q_i^{com}	Máxima potencia reactiva instalada de la comunidad conectada a la barra i .

Variables

$I_{i,t,s}^{Pre}$	Parte real de la corriente demandada por la carga en la barra i , en el intervalo de tiempo t para el escenario s .
$I_{i,t,s}^{Dim}$	Parte imaginaria de la corriente demandada por la carga en la barra i , en el intervalo de tiempo t para el escenario s .
$I_{i,t,s}^{Gre}$	Parte real de la corriente generada en la barra i , en el intervalo de tiempo t para el escenario s .
$I_{i,t,s}^{Gim}$	Parte imaginaria de la corriente generada en la barra i , en el intervalo de tiempo t para el escenario s .
$I_{i,t,s}^{Cre}$	Parte real de la corriente generada por la comunidad en la barra i , en el intervalo de tiempo t para el escenario s .
$I_{i,t,s}^{Cim}$	Parte imaginaria de la corriente generada por la comunidad en la barra i , en el intervalo de tiempo t para el escenario s .
$I_{ij,a,t,s}^{re}$	Parte real de la corriente en la línea ij , para el conductor a , en el intervalo de tiempo t para el escenario s .
$I_{ij,a,t,s}^{re+}$	Componente positiva de la corriente real en la línea ij , para el conductor a , en el intervalo de tiempo t para el escenario s .
$I_{ij,a,t,s}^{re-}$	Componente negativa de la corriente real en la línea ij , para el conductor a , en el intervalo de tiempo t para el escenario s .
$I_{ij,a,t,s}^{im}$	Parte imaginaria de la corriente en la línea ij , para el conductor a , en el intervalo de tiempo t para el escenario s .
$I_{ij,a,t,s}^{im+}$	Componente positiva de la corriente imaginaria en la línea ij , para el conductor a , en el intervalo de tiempo t para el escenario s .
$I_{ij,a,t,s}^{im-}$	Componente negativa de la corriente imaginaria en la línea ij , para el conductor a , en el intervalo de tiempo t para el escenario s .
$P_{i,t,s}^{cut}$	Corte de potencia de la comunidad conectada a la barra i , en el intervalo de tiempo t para el escenario s .

$P_{i,t,s}^{com}$	Inyección de potencia activa generada por la comunidad en la barra i , en el intervalo de tiempo t para el escenario s .
$Q_{i,t,s}^{com}$	Inyección de potencia activa generada por la comunidad en la barra i , en el intervalo de tiempo t para el escenario s .
$V_{i,t,s}^{re}$	Parte real del voltaje en la barra i , en el intervalo de tiempo t para el escenario s .
$V_{i,t,s}^{im}$	Parte imaginaria del voltaje en la barra i , en el intervalo de tiempo t para el escenario s .
$y_{ij,a}$	Variable binaria asociada al circuito que puede ser adicionado en la línea ij del conductor tipo a .

1. Introducción

El impacto ambiental causado por la quema de combustibles fósiles impulsó los sistemas de distribución eléctrica (SDE) a entrar en un proceso de reestructuración y migración para permitir la integración de nuevas tecnologías renovables a la red, como la generación distribuida (GD) basada principalmente en energía fotovoltaica y la adopción de vehículos eléctricos [1], [2]. En este escenario, la generación centralizada tradicional deberá coexistir con la GD, que puede ser tanto propiedad de usuarios domésticos como de entidades públicas [3]. Sin embargo, la operación e integración indiscriminada de estos recursos puede generar problemas dentro de la red, tales como degradación de perfiles de voltaje, aumento de pérdidas de energía activa, fallas en equipos de protección, flujos inversos, entre otros [4], [5].

Este nuevo paradigma implica la necesidad de desarrollar nuevos modelos de planificación, operación y negocio del SDE, debido a que los consumidores están evolucionando gradualmente hacia *prosumidores*, lo que les permite participar activamente en la operación del SDE, llevando a la descentralización del sistema de generación [6], [7]. Es por ello que se requieren nuevas herramientas basadas en la optimización para planificar y operar el SDE de forma segura, confiable y económica, a fin de que la red sea lo suficientemente robusta y flexible para la integración de las nuevas tecnologías de GD en el horizonte de planificación [8]. Dicho esto, uno de los aspectos más destacados en la actualidad radica en alcanzar la participación óptima de los *prosumidores* tanto en la operación del SDE como en los mercados energéticos locales [9].

Dentro de esta transición energética del SDE, una de las estructuras de mercado local estudiadas son las denominadas comunidades energéticas locales (CEL). Estas pueden ser definidas como un conjunto organizado de *prosumidores* y consumidores, que busca satisfacer su

demandas locales mediante el uso de un sistema de generación descentralizado común, siendo la principal la energía solar fotovoltaica (FV) [10], [11]. Al mismo tiempo de las CEL ser autosustentables, estas pueden inyectar el excedente de energía generada a la red, para ser utilizada por otros consumidores en regiones geográficamente cercanas [12]. La participación de las CELs ha surgido como estructuras valiosas que llevan a aumentar el bienestar local y ambiental [11], [13]. Es importante recalcar que el éxito de las CELs depende tanto del apoyo de actores establecidos y un marco regulatorio favorable, como del compromiso local [14], [15]. Además, el respaldo gubernamental es fundamental para lograr la viabilidad y rentabilidad de estas comunidades de *prosumidores* [16].

El comercio de energía dentro de un sólo alimentador tiene el potencial de causar un sobrevoltaje en la red; debido a que las transacciones simultáneas de energía elevan los voltajes de la barra sobre los límites definidos por el operador del sistema [17]. Siendo este uno de los principales desafíos que surge dentro de un mercado local de energía, según gran parte de la literatura existente. Así, en [18] se ha investigado el impacto del comercio entre *prosumidores* evaluando las variaciones de voltaje, revelando que los niveles de voltaje y los flujos de energía se ven principalmente afectados por las estrategias de demanda de los *prosumidores*. Según los autores, los efectos del comercio de energía en los niveles de voltaje dependen del flujo de energía proveniente o dirigido hacia la red aguas arriba.

Por su parte, [19] muestra que incluir ecuaciones de flujo de potencia y un modelo de optimización de restricciones de voltaje de comercio de energía transactiva tiene un impacto positivo en las variaciones de voltaje. Los estudios indican que esta implementación elimina los problemas de sobrevoltaje y subtensión que ocurren en ausencia del comercio de energía transactiva, ya que el mecanismo de mercado también optimiza las restricciones de la red. Por otro lado, un nivel moderado de comercio de energía entre pares no debería afectar significativamente el rendimiento operativo de la red en términos de desequilibrio y perfiles de voltaje, siempre y cuando el mecanismo de mercado no incremente la demanda máxima del sistema, según lo planteado en [20]. Los resultados del estudio realizado en [21] revelaron cómo la tasa de autoconsumo de los *prosumidores* en un alimentador de baja tensión puede afectar la calidad del voltaje. Por tanto, de manera general el gestionar estas variaciones de voltaje es crucial para garantizar la estabilidad y confiabilidad de la red.

Por otro lado, una alta capacidad de generación de energía renovable en las CEL conectadas a las redes de

distribución, puede dar lugar a un incremento en la congestión del sistema debido a la ausencia de capacidad de alojamiento en la infraestructura [22]. En [23] se identificó que la congestión de las líneas también puede darse por el mercado y el diseño de los precios. Esto quiere decir que en situaciones donde existen precios heterogéneos, las cantidades de energía negociadas son significativamente mayores, lo que lleva a una congestión de alrededor del 50% de las líneas del sistema, mientras que algunas líneas apenas se utilizan cuando los precios de mercado son uniformes. Las tarifas de red también pueden influir en el comportamiento de las CEL, lo que a su vez puede tener un efecto en la red. Siguiendo esta línea, en [24] se analizó el impacto de las tarifas de red y el comercio *peer-to-peer* (P2P) en la gestión de importación de energía en un pequeño vecindario con capacidad de comercializar energía localmente y utilizar diferentes cargas flexibles, registrando menores importaciones de energía de la red en el vecindario.

En [25] también se introdujo un esquema de comercio P2P que podría ayudar a un sistema de energía centralizado a reducir la demanda total de electricidad de sus clientes durante las horas pico, para evitar la congestión de las líneas. La gestión de la demanda máxima aprovechando la flexibilidad de los agregadores y prosumidores con recursos de energía flexibles a pequeña escala, por parte del operador del sistema de distribución fue analizada en [26]. Una opción de gestión para que el operador del sistema reduzca los picos de la red es mediante el refuerzo de la red o la integración de dispositivos de almacenamiento de energía (ya sea comunitarios o locales) junto con sistemas de gestión de energía [27]–[30].

En este contexto, asegurar que las restricciones de la red no se violen durante el intercambio de energía entre la CEL y la red es uno de los principales desafíos en la implementación de este tipo de mercado [31]. Aunque ciertos horarios de generación distribuida de energía y consumo local de la CEL pueden resultar rentables desde un punto de vista económico, estas acciones podrían infringir las limitaciones actuales de la red y ocasionar problemas de confiabilidad [10]. Por lo tanto, en el diseño de planificación de un sistema con CEL deberían tenerse en cuenta, idealmente, restricciones tales como las limitaciones de la línea o el transformador y los voltajes de barra [32], [33].

Un único trabajo que evalúa el impacto del comercio de energía entre los usuarios finales en la planificación de inversiones de los SDE en la literatura, es el desarrollado en [34]. Donde se presenta un plan de inversión para la empresa de servicios públicos que considera las decisiones de los usuarios de energía en la red de

distribución. El enfoque principal se centra en las transacciones de energía vecinales. En donde, además de la inversión de la empresa de servicios públicos en el refuerzo de la red, el modelo propuesto también tiene en cuenta la determinación de la inversión óptima en unidades fotovoltaicas y de baterías que permite proporcionar una guía para que la empresa de servicios públicos motive el aumento de la instalación de estas unidades por parte de los usuarios finales. El modelo propuesto, es formulado como un problema de programación cónica de segundo orden entera mixta.

En la literatura, para evitar que las limitaciones técnicas de la red sean violadas durante las transacciones de energía son implementados diferentes tipos de soluciones, pero ninguna de ellas evalúa a largo plazo cuanta energía renovable excedente de las CEL no está siendo aprovechada dado el corte que se tiene por causa de los límites técnicos de la red. Además, no se considera el incremento de la potencia instalada en cada CEL, en un horizonte de planificación. Es por ello que en este artículo se propone realizar un refuerzo de la red llevando en consideración la incorporación de CELs, lo cual permitirá reducir la comprar energía producida por la quema de combustibles fósiles y maximizar la utilización de la energía renovable producida por las CEL. Para ello se plantea resolver el problema de selección óptima del tamaño del conductor (SOTC) con el fin de identificar posibles mejoras en la red que permitan aprovechar al máximo la energía excedente producida por las CELs en el horizonte de planificación.

En este artículo se propone un nuevo método paso a paso basado en una formulación de programación lineal entera mixta (PLEM) para resolver el problema de SOTC considerando CELs en el SDE. La operación de estado estable del SDE se representa utilizando las partes real e imaginaria de voltajes y corrientes en barras y circuitos, respectivamente. Las técnicas de linealización, como las aproximaciones lineales y por partes de las funciones no lineales se aplican a un modelo de programación no lineal entera mixta (PNLEM) para obtener la formulación PLEM propuesta. La solución óptima del modelo se encuentra utilizando un solver comercial que garantiza la solución óptima para el modelo PLEM. Además, el modelo también incorpora la estocasticidad de la generación FV de las CEL, teniendo en cuenta tres escenarios diferentes de radiación solar, a los cuales se les asigna una probabilidad de ocurrencia. En la formulación propuesta también se tienen en cuenta las limitaciones operativas. El modelo propuesto fue probado en el sistema de 33 barras de la IEEE. Los resultados muestran la eficiencia y la robustez del método.

Las principales contribuciones de este artículo son:

- Un nuevo método para resolver el problema SOTC que toma en cuenta las CEL en sistemas de distribución. El método se basa en una formulación PLEM que ofrece la solución óptima al problema.
- La presentación de un modelo para la planificación óptima de las inversiones de los servicios públicos que incorpora las CELs en un horizonte de planificación.
- Un modelo que permite que las transacciones de energía producidas por las CEL sean maximizadas dentro de la red.

2. Problema de SOTC considerando CELs.

El problema de SOTC en SDE ha sido ampliamente estudiado en la literatura ya que es esencial para mejorar el desempeño de la red, además de ser uno de los elementos más afectados por la integración de GD. Este implica seleccionar la combinación más adecuada de conductores de entre un conjunto disponible, para un sistema de distribución radial. Cada tipo de conductor tiene las siguientes características: 1) resistencia por tramo, 2) reactancia por tramo, 3) capacidad de corriente máxima y 4) costo de construcción por tramo. El refuerzo de las líneas existentes se determina según el costo de inversión $c_{b,a}$, el cual depende tanto del tipo de conductor inicial b como del tipo de conductor final a .

La presencia de las CELs puede hacer que las líneas del SDE estén congestionadas debido a las cantidades de transacciones de energía que se dan dentro de la red. Así el problema de SOTC es una opción para que estas transacciones de energía no se vean limitadas por las características inherentes de la red y permita aprovechar de mejor manera la energía excedente inyectada por las CEL mediante el refuerzo de la red. Permitiendo minimizar los costos de compra energía generada por fuentes no renovables en la subestación y maximizar el uso de la energía renovable producida por las CEL dentro de la red. Esto permite realizar una inversión para aprovechar la energía que estaba siendo cortada dadas las limitaciones técnicas de la red en un horizonte de planificación, maximizando el beneficio social y ambiental tanto de las comunidades como de los consumidores presentes en la red.

3. Modelo de PNLEM para el problema de SOTC considerando CEL.

Esta sección presenta una formulación matemática para resolver el problema de SOTC aprovechando el uso de

energía renovables generadas por las CELs. La función objetivo del modelo minimiza los costos de inversión en conductores y los costos de compra de energía. El SDE es representado por un modelo equivalente monofásico. Además, el modelo considera la incorporación de inyecciones de potencia activa y reactiva provenientes de las unidades de GD de las comunidades, mientras que las cargas son representadas como un tipo de potencia constante, para cada i del conjunto Ω_b .

La variable binaria de decisión $y_{ij,a}$ define el tipo de conductor a seleccionado para cada línea ij , pertenecientes a los conjuntos Ω_a y Ω_l , respectivamente. Ahora bien, para representar la variación diaria de generación fotovoltaica y demanda se utiliza un conjunto de periodos Ω_t . Asimismo, para representar los posibles escenarios de generación fotovoltaica, se consideran escenarios estocásticos representados por el conjunto Ω_S . Es así que el problema puede ser modelado a partir de la representación cónica del flujo de corrientes, teniendo así el modelo del problema de PNLEM (1)–(17):

$$\min \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} c_{t_{ij,a}} l_{ij,a} y_{ij,a} \quad (1)$$

$$+ V_{PN} \sum_{t \in \Omega_t} \sum_{s \in \Omega_S} (V_{SE,t,s}^{re} I_{SE,t,s}^{Gre} + V_{SE,t,s}^{im} I_{SE,t,s}^{Gim}) p_s \alpha_t^{SE}$$

Sujeto a:

$$\sum_{ki \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} I_{ki,a,t,s}^{re} - \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} I_{ij,a,t,s}^{re} + I_{i,t,s}^{Gre} \quad (2)$$

$$+ I_{i,t,s}^{Cre} = I_{i,t,s}^{Dre} \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_S$$

$$\sum_{ki \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} I_{ki,a,t,s}^{im} - \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} I_{ij,a,t,s}^{im} + I_{i,t,s}^{Gim} \quad (3)$$

$$+ I_{i,t,s}^{Cim} = I_{i,t,s}^{Dim} \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_S$$

$$P_{i,t,s}^D = V_{i,t,s}^{re} I_{i,t,s}^{Dre} + V_{i,t,s}^{im} I_{i,t,s}^{Dim} \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_S \quad (4)$$

$$Q_{i,t,s}^D = -V_{i,t,s}^{re} I_{i,t,s}^{Dim} + V_{i,t,s}^{im} I_{i,t,s}^{Dre} \quad (5)$$

$$\forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_S$$

$$V_{i,t,s}^{re} - V_{j,t,s}^{re} = \sum_{a \in \Omega_a} (R_{alij} I_{ij,a,t,s}^{re} - X_{alij} I_{ij,a,t,s}^{im}) \quad (6)$$

$$\forall ij \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_S$$

$$V_{i,t,s}^{im} - V_{j,t,s}^{im} = \sum_{a \in \Omega_a} (X_{alij} I_{ij,a,t,s}^{re} + R_{alij} I_{ij,a,t,s}^{im}) \quad (7)$$

$$\forall ij \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_S$$

$$P_{i,t,s}^{Com} = V_{i,t,s}^{re} I_{i,t,s}^{Cre} + V_{i,t,s}^{im} I_{i,t,s}^{Cim} \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_S \quad (8)$$

$$Q_{i,t,s}^{Com} = -V_{i,t,s}^{re} I_{i,t,s}^{Cim} + V_{i,t,s}^{im} I_{i,t,s}^{Cre} \quad (9)$$

$$\forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_S$$

$$0 \leq P_{i,t,s}^{Com} \leq P_i^{Com} \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (10)$$

$$0 \leq Q_{i,t,s}^{Com} \leq P_i^{Com} \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (11)$$

$$\underline{V}^2 \leq V_{i,t,s}^{re} + V_{i,t,s}^{im} \leq \bar{V}^2 \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (12)$$

$$0 \leq I_{ij,a,t,s}^{re} + I_{ij,a,t,s}^{im} \leq y_{ij,a} I_a^{max} \quad \forall ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (13)$$

$$\sum_{a \in \Omega_a} y_{ij,a} = 1 \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (14)$$

$$y_{ij,a} \in \{0,1\} \quad \forall ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a \quad (15)$$

$$P_{i,t,s}^{Com} = P_{i,t,s}^{Com} - P_{i,t,s}^{cut} \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (16)$$

$$\sum_{t \in \Omega_t} P_{i,t,s}^{cut} \leq \sum_{t \in \Omega_t} P_{i,t,s}^{Com} \quad \forall i \in \Omega_b, s \in \Omega_s \quad (17)$$

La función objetivo expresada en la ecuación (1) está definida por dos términos que tienen como objetivo minimizar el costo de inversión total en construcción/refuerzo de circuitos y los costos de compra de energía de la SE en el horizonte de planificación. Donde el factor VPN permite calcular el valor presente neto del costo anualizado que tiene una duración de A años en términos de una tasa de interés τ [35], cómo se muestra en la ecuación (18). Además, las probabilidades de cada escenario (p_s) se utilizan como pesos para evaluar el valor esperado de los costos.

$$VPN = \frac{1 - (1 + \tau)^{-A}}{\tau} \quad (18)$$

El funcionamiento en estado estacionario del SDE se modela mediante el conjunto de ecuaciones (2)–(15), basado en el modelo presentado en [36]. Las restricciones (2) y (3) representan el balance de corrientes de las partes real e imaginaria del circuito, respectivamente. Las corrientes demandadas por las cargas son determinadas por (4) y (5). Las ecuaciones (6) y (7) son el resultado de aplicar la ley de voltaje de Kirchhoff a cada lazo independiente en el SDE. Las corrientes inyectadas por la GD de cada comunidad son representadas por (8) y (9). Las restricciones (10) y (11) definen los límites de operación de los GD de las comunidades. Las restricciones (12) y (13) representan los límites de la magnitud del voltaje y la capacidad de corriente de cada circuito, respectivamente. La selección de un solo conductor a la vez por circuito está definida por la ecuación (14), es decir, no hay superposición en el tipo de conductor. Considerando que la ecuación (15) representa la naturaleza binaria del tipo conductor, es decir, si el valor es igual a uno, se selecciona este tipo de conductor y no se selecciona si es igual a cero. De la

variable de decisión binaria $y_{ij,a}$ depende una solución operativa viable para el SDE.

La ecuación (16) representa una restricción adicional para la potencia activa inyectada por las comunidades en la barra i y modela un corte potencia activa, el cual permite identificar la cantidad de energía que está siendo limitada por la red, aun cuando ya se realizó el refuerzo. Además, el corte total en el horizonte de planificación está limitada por (17).

4. Linealización del modelo PNLEM para el problema de SOTC considerando CEL.

Con el objetivo de conseguir un modelo de programación lineal basado en (1)–(17) se deben aplicar técnicas de linealización y aproximaciones a las no linealidades como las presentes en las restricciones (4) y (5) que corresponden a las potencias activas y reactiva relacionadas con las cargas, (8) y (9) pertenecientes a la GD de las comunidades, así como en (12) y (13) que son límites de voltaje y corriente respectivamente. En esta sección, estas ecuaciones se linealizan para obtener un PLEM para el problema.

4.1. Linealización de las corrientes de carga.

La linealización de las restricciones (4) y (5) puede ser realizada aplicando la aproximación de Taylor alrededor de un punto estimado, tal como es propuesto en [36]. En tanto, estas restricciones pueden ser reescritas expresando las corrientes reales e imaginarias en términos de potencia y voltajes, como se muestra en (19) y (20).

$$\begin{aligned} I_{ij,t,s}^{Pre} &= g(P_{i,t,s}^D, Q_{i,t,s}^D, V_{i,t,s}^{re}, V_{i,t,s}^{im}) \\ &= \frac{P_{i,t,s}^D V_{i,t,s}^{re} + Q_{i,t,s}^D V_{i,t,s}^{im}}{V_{i,t,s}^{re}^2 + V_{i,t,s}^{im}^2} \end{aligned} \quad (19)$$

$$\begin{aligned} I_{ij,t,s}^{Dim} &= h(P_{i,t,s}^D, Q_{i,t,s}^D, V_{i,t,s}^{re}, V_{i,t,s}^{im}) \\ &= \frac{P_{i,t,s}^D V_{i,t,s}^{re} - Q_{i,t,s}^D V_{i,t,s}^{im}}{V_{i,t,s}^{re}^2 + V_{i,t,s}^{im}^2} \end{aligned} \quad (20)$$

A continuación, sabiendo que la magnitud del voltaje en un SDE tiene un rango de variación relativamente pequeño y limitado, es posible llevar a cabo una linealización de las restricciones anteriores en torno a un punto de operación estimado $(V_{i,t,s}^{re*}, V_{i,t,s}^{im*})$, tal como se expone en las ecuaciones (21) y (22):

$$I_{ij,t,s}^{pre} = g^* + \frac{\partial g}{\partial V^{re}} \Big|^{*} (V_{i,t,s}^{re} - V_{i,t,s}^{re*}) + \frac{\partial g}{\partial V^{im}} \Big|^{*} (V_{i,t,s}^{im} - V_{i,t,s}^{im*}) \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (21)$$

$$I_{ij,t,s}^{dim} = h^* + \frac{\partial h}{\partial V^{re}} \Big|^{*} (V_{i,t,s}^{re} - V_{i,t,s}^{re*}) + \frac{\partial h}{\partial V^{im}} \Big|^{*} (V_{i,t,s}^{im} - V_{i,t,s}^{im*}) \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (22)$$

La precisión de la aproximación lineal depende de la calidad del punto de operación estimado.

4.2. Linealización de las potencias de la GD de las comunidades.

Las ecuaciones de potencia activa y reactiva inyectadas por las comunidades son presentadas en (8) y (9) respectivamente. Estas pueden ser linealizadas el mismo concepto del apartado anterior, es decir, utilizando un punto de operación estimado ($V_{i,t,s}^{re*}, V_{i,t,s}^{im*}$), como se muestra en (23) y (24).

$$P_{i,t,s}^{com} = V_{i,t,s}^{re*} I_{i,t,s}^{cre} + V_{i,t,s}^{im*} I_{i,t,s}^{cim} \quad (23)$$

$\forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s$

$$Q_{i,t,s}^{com} = -V_{i,t,s}^{re*} I_{i,t,s}^{cim} + V_{i,t,s}^{im*} I_{i,t,s}^{cre} \quad (24)$$

$\forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s$

4.3. Linealización de los límites de voltaje.

Para garantizar un servicio de alta calidad en la red de distribución eléctrica, la magnitud del voltaje está restringida dentro de un rango específico determinado por las políticas regulatorias. Este rango se define matemáticamente mediante la restricción (12). Entonces, bajo la premisa de que la variación del ángulo de fase alrededor del voltaje de referencia en el SDE es pequeña se puede introducir un conjunto de restricciones lineales (25)–(29), correspondientes a las rectas $L1, \dots, L5$, de acuerdo con la Figura 1. Los ángulos θ_1 y θ_2 representan la máxima desviación negativa y la máxima desviación positiva del ángulo de fase alrededor del voltaje de referencia.

Como resultado, las restricciones (25)–(29) permiten definir los límites de la región factible del voltaje, considerando los límites de operación, consiguiendo linealizar la restricción (12).

$$V_{i,t,s}^{im} \leq \frac{\sin(\theta_2) - \sin(\theta_1)}{\cos(\theta_2) - \cos(\theta_1)} [V_{i,t,s}^{re} - \underline{V} \cos(\theta_2)] + \underline{V} \sin(\theta_2) \quad (25)$$

$\forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s$

$$V_{i,t,s}^{im} \leq \frac{\sin(\theta_2)}{\cos(\theta_2) - 1} [V_{i,t,s}^{re} - \bar{V}] \quad (26)$$

$\forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s$

$$V_{i,t,s}^{im} \geq \frac{\sin(\theta_1)}{\cos(\theta_1) - 1} [V_{i,t,s}^{re} - \bar{V}] \quad (27)$$

$\forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s$

$$V_{i,t,s}^{im} \leq V_{i,t,s}^{re} \tan(\theta_2) \quad (28)$$

$\forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s$

$$V_{i,t,s}^{im} \geq V_{i,t,s}^{re} \tan(\theta_1) \quad (29)$$

$\forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s$

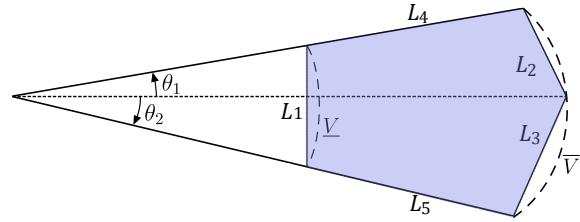


Figura 1. Restricciones para los límites de voltaje.

Fuente: Elaboración propia

4.4. Linealización de los límites de corriente.

Los límites térmicos suelen ser la restricción principal en las redes de distribución eléctrica. Por lo tanto, para asegurar el correcto funcionamiento de la red de distribución eléctrica, es necesario mantener la corriente en todos los circuitos dentro de las limitaciones térmicas de los conductores.

Entonces la restricción (13) es linealizada por un modelo lineal por partes utilizando (30)–(34), tal como se observa en la Figura 2. La restricción (13) puede ser aproximada por k rectas en función del ángulo α , descritas por (30). $I_{ij,a,t,s}^{re+}, I_{ij,a,t,s}^{re-}, I_{ij,a,t,s}^{im+}$ y $I_{ij,a,t,s}^{im-}$ son variables auxiliares no negativas de la parte real e imaginaria de la corriente utilizadas para obtener $|I_{ij,a,t,s}^{re}|$ y $|I_{ij,a,t,s}^{im}|$, como se muestra en (31) y (33) respectivamente.

$$|I_{ij,a,t,s}^{im}| \leq \frac{\sin(\alpha k) - \sin(\alpha(k-1))}{\cos(\alpha k) - \cos(\alpha(k-1))} [|I_{ij,a,t,s}^{re}| - y_{ij,a} I_d^{max} \cos(\alpha(k-1))] + y_{ij,a} I_d^{max} \sin \alpha(k-1) \quad (30)$$

$\forall ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s$

$$|I_{ij,a,t,s}^{re}| = I_{ij,a,t,s}^{re+} + I_{ij,a,t,s}^{re-} \quad (31)$$

$\forall ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s$

$$I_{ij,a,t,s}^{re} = I_{ij,a,t,s}^{re+} - I_{ij,a,t,s}^{re-} \quad (32)$$

$\forall ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s$

$$|I_{ij,a,t,s}^{im}| = I_{ij,a,t,s}^{im+} + I_{ij,a,t,s}^{im-} \quad (33)$$

$\forall ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s$

$$I_{ij,a,t,s}^{im} = I_{ij,a,t,s}^{im+} - I_{ij,a,t,s}^{im-} \quad (34)$$

$$\forall ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s$$

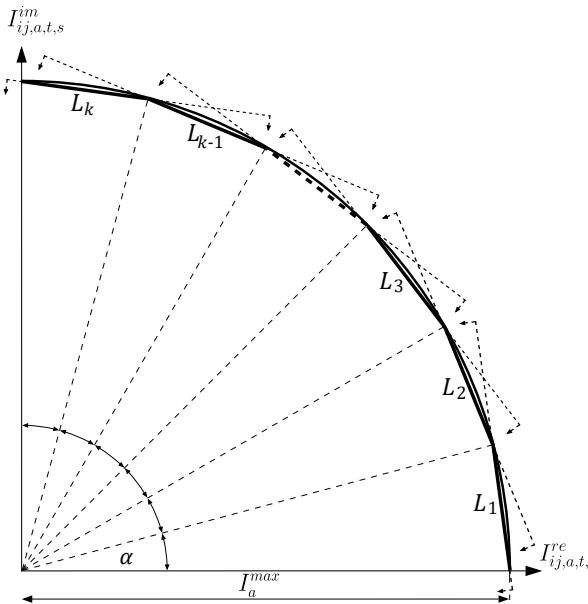


Figura 2. Linealización por partes de los límites de corriente.

Fuente: Elaboración propia.

De esta forma, el problema de SOTC se modela como un modelo de PLEM como sigue:

$$\min (1) \quad (35)$$

Sujeto a: (2), (3), (6), (7), (14)–(17), (21)–(34)

Inicialmente, se resuelve una relajación lineal del modelo PLEM, en la cual temporalmente se ignora la naturaleza binaria de las variables de decisión, con el fin de obtener un punto de operación estimado más preciso para las ecuaciones linealizadas. Además, la precisión de las aproximaciones lineales puede ajustarse mediante un punto de operación estimado adecuado y aumentando el número de rectas k utilizadas en la linealización de la corriente.

5. Análisis y resultados.

El modelo matemático propuesto para el problema de SOTC se aplicó en una versión adaptada del sistema de prueba IEEE de 33 barras [37] que se muestra en la Figura 4. Este sistema de distribución es radial, tiene una tensión nominal de 12,66 kV, cuenta con una subestación, 32 barras de carga y 3 comunidades energéticas. Los valores de cada comunidad son presentados en la Tabla 1. Es importante mencionar que se considera únicamente generación PV. Las magnitudes

máximas y mínimas de voltaje fueron de 1.05 p.u. y 0.90 p.u., respectivamente. Se asumió que la longitud para las líneas del sistema es de 1.5 km. El número de rectas utilizado en la linealización fue igual a 6 y los parámetros θ_1 y θ_2 fueron de 6° y 4° , respectivamente. El costo de la energía comprada por la subestación es de 0.2 US\$/kWh.

Tabla 1. Valores de generación y demanda de cada comunidad.

Comunidad	Barra	Potencia Instalada FV (kW)	Carga (kVA)
1	11	3000	500+j175
2	21	2500	600+j200
3	30	2800	400+j100

Fuente: Elaboración propia

Se han establecido tres escenarios estocásticos relacionados con la energía solar, los cuales representan distintas condiciones de irradiación solar, clasificadas como alta, media y baja. La probabilidad de que cada uno de estos escenarios ocurra es del 50%, 25% y 25%, respectivamente. Para simplificar los cálculos y reducir la carga computacional inherente al problema, las curvas de generación para cada uno de estos escenarios han sido discretizadas en un periodo de 12 horas, al igual que la curva de demanda, véase la Figura 3.

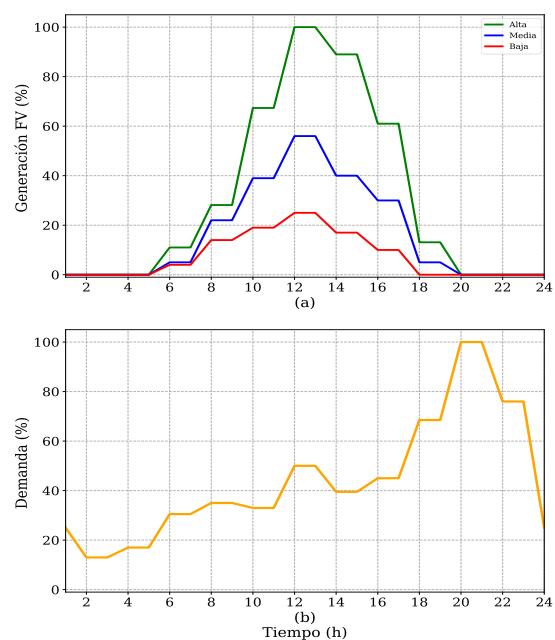


Figura 3. Escenarios de generación FV (a) y curva de demanda de potencia (b).

Fuente: Elaboración propia.

El conjunto de tipos de conductores utilizados para aumentar las transacciones de energía en el sistema de distribución radial se muestra en la Tabla 2, basada en [38]. Los valores de los costos de refuerzo de un conductor tipo b para uno tipo a son presentados en la Tabla 3. El modelo fue implementado utilizando el lenguaje de programación matemática en AMPL[39] y resuelto con el solver comercial CPLEX [40] especializado en problemas de optimización. El computador utilizado para encontrar la solución óptima del problema está equipado con un procesador Intel Core i7-7700 3.60 GHz y 16 GB de RAM. La solución del problema SOTC con CEL fue encontrada con un tiempo computacional de 21 min.

Tabla 2. Características técnicas y económicas de los tipos de conductores.

Tipo de conductor	R_a (Ω/km)	X_a (Ω/km)	I_a (A)
1	0.3655	0.2520	150
2	0.1932	0.2279	350

Fuente: Elaboración propia

Tabla 3. Costo de refuerzo del tipo de conductor b para el tipo de conductor a ($10^3\text{US\$}/\text{km}$).

		Para el tipo a	
		1	2
Del tipo b	0	30	35
	1	0	34
	2	—	0

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 4 se puede observar el tipo de conductor asignado a cada línea inicialmente, donde 5 circuitos son del conductor tipo 2 y 27 son del conductor tipo 1. Fijando las variables de decisión para estos conductores y aplicando un flujo de potencia en este sistema inicial, se obtiene que el costo de compra de energía por parte de la subestación es de $8391.93 \cdot 10^3$ US\$ con un tiempo computacional de 2 s. Así también se consigue identificar que el corte de energía total para las comunidades 1, 2 y 3 es del 11.01%, 1.89% y 9.85%, respectivamente, véase la Figura 5. Pudiendo observar que el corte de energía se encuentra en los períodos 5, 6 y 7 para las comunidades 1 y 3. Mientras que para la comunidad 2 se tiene solo un corte en el periodo 6.

Ahora bien, al resolver el modelo propuesto para este sistema, el costo total de la función objetivo fue de $8008.11 \cdot 10^3$ US\$. De este valor $663.00 \cdot 10^3$ US\$ representa el valor de inversión en el refuerzo de la red y

los $7345.01 \cdot 10^3$ US\$ restantes representan la compra de energía por parte de la subestación. El modelo propuesto seleccionó 17 circuitos con el conductor tipo 2 y 15 conductores con el conductor tipo 1. En donde fueron reforzadas 13 líneas, tal como se observa en la Figura 6.

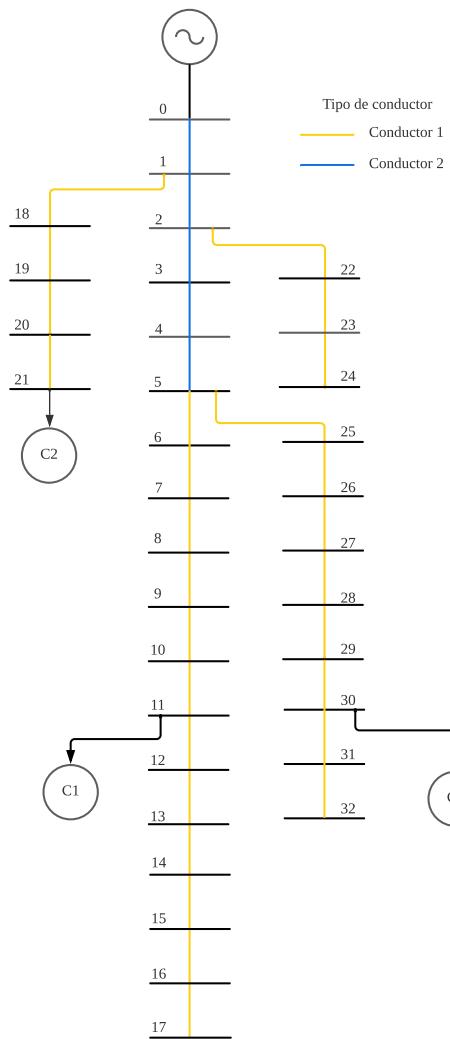


Figura 4. Sistema de 33 barras de la IEEE con CEL.

Fuente: Elaboración propia

Al realizar el refuerzo de la red, se puede observar que al no limitar las transacciones dentro de la red esta permite una reducción en un 12.43% en la compra de energía en la subestación. Así como también, el corte de energía en las comunidades 1, 2 y 3 es reducido a 3.95%, 0% y 4.73%, respectivamente de su valor máximo. Aunque todavía sigue existiendo un corte de energía en las comunidades 1 y 2, la energía que está siendo aprovechada puede generar un beneficio tanto para las comunidades que participan en el mercado de energía, como los consumidores que están haciendo uso de esta.

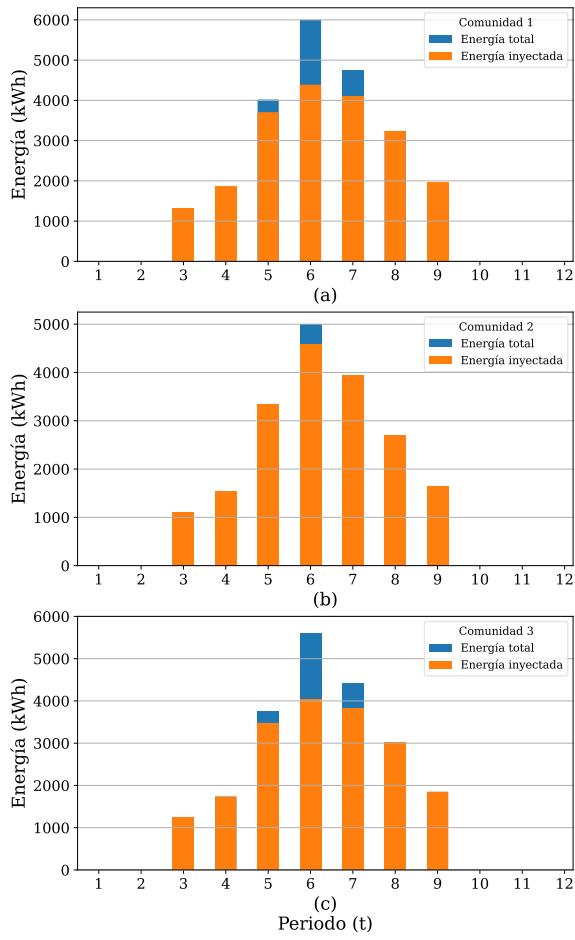


Figura 5. Energía total generada e inyectada de cada CEL.

Fuente: Elaboración propia

Para evaluar la efectividad y robustez del modelo en la Tabla 4 se realiza una comparativa que permite observar complejidad computacional al resolver el problema SOTC usando tanto el modelo de PNLEM como el de PLEM, para el caso de estudio propuesto. El modelo no lineal fue resuelto utilizando el mismo computador y el solver KNITRO. Note que el número de variables binarias para ambos casos es el mismo, mientras que, el número de variables lineales y no lineales en el modelo de PLEM es mayor, así como el número de restricciones, esto se debe a la linealización por partes utilizadas para los límites de voltaje y corriente. Sin embargo, el tiempo computacional para resolver el modelo de PLEM es casi 27 veces menor. Asimismo, el valor de la función objetivo presentada para el modelo difiere solo en un 0.21% del valor del modelo no lineal. Es importante recalcar que el tipo de conductor seleccionado al resolver ambos modelos fue el mismo, lo que comprueba la robustez del modelo.

Tabla 4. Complejidad computacional al resolver el problema de SOTC con CEL.

	Modelo PNLEM	Modelo PLEM
Variables binarias	64	64
Variables lineales	2502	18693
Variables no lineales	7128	0
Restricciones de igualdad	7295	11750
Restricciones de desigualdad	2311	19267
Tiempo computacional	557 min	21 min
Función Objetivo (10^3 US\$)	7990.90	8008.11

Fuente: Elaboración propia

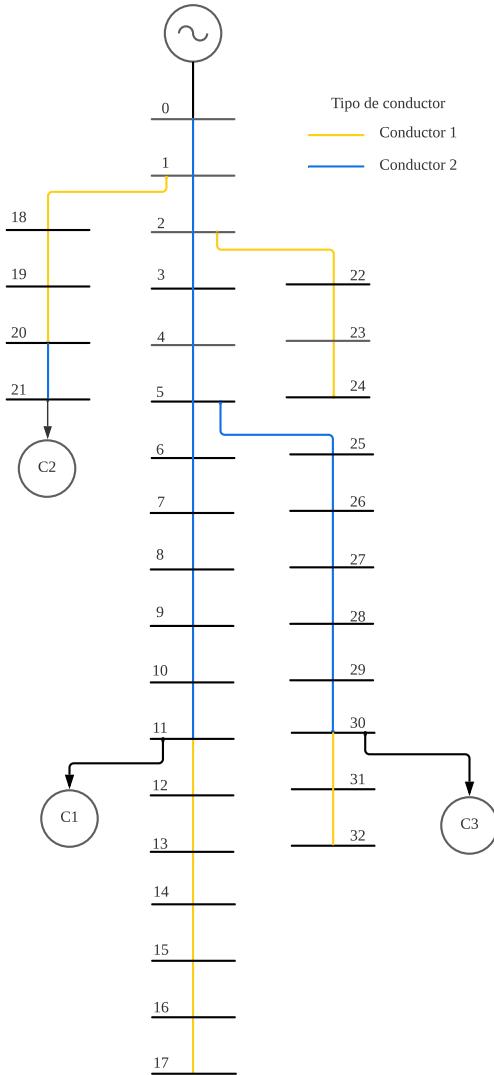


Figura 6. Sistema de 33 barras reforzado.

Fuente: Elaboración propia

6. Conclusiones

Se presentó un método paso a paso basada en una formulación de programación lineal entera mixta para resolver el problema de selección óptima del tamaño del conductor (SOTC) considerando la participación de comunidades energéticas locales (CEL) en sistemas de distribución radial. La formulación propuesta puede ser utilizada para realizar un refuerzo del sistema que permita maximizar las transacciones de energía dentro del sistema de distribución eléctrica (SDE), aprovechando los excedentes de energía renovable de las comunidades. El uso de este modelo garantiza la convergencia a un óptimo utilizando solvers convencionales.

Se demostró que el método maneja de manera eficiente la integración de las comunidades eléctricas, ya que estas funcionan cumpliendo las restricciones operativas del sistema, teniendo en cuenta las inyecciones de energía por parte de las comunidades.

Para el sistema propuesto, el método encontró un tipo de conductor para diferentes líneas que permitieron reforzar el SDE, ayudando a maximizar las transacciones de energía por parte de las comunidades a cargas próximas en la red. Además, permitió observar como el refuerzo minimizó tanto la compra de energía por parte de la subestación, como los cortes de energía en cada comunidad, lo que derivó en el mejor aprovechamiento de este recurso, aun sin haber llevado a un corte de energía total.

Por otro lado, este método permite evaluar en el horizonte de planificación que tan económicamente factible es realizar el refuerzo de la red por medio de conductores; tanto el crecimiento de la demanda como la integración de nuevos recursos energéticos distribuidos renovables pueden verse beneficiados, pudiendo estas mejoras traer un beneficio tanto social como ambiental. Esto ocurre por el hecho de que no sólo las personas que adquieran estos recursos puedan participar de las transacciones de energía, sino también por el hecho de que ayuda a reducir la generación de energía por medio de la quema de combustibles fósiles.

7. Agradecimientos

Este trabajo fue realizado con el apoyo de la Coordinación de Perfeccionamiento del Personal de Educación Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamiento 001.

8. Referencias

- [1] E. C. da Silva, O. D. Melgar-Dominguez, and R. Romero, "Simultaneous distributed generation and electric vehicles hosting capacity assessment in electric distribution systems," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 110927–110939, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3102684.
- [2] O. D. Melgar-Dominguez, M. Pourakbari-Kasmaei, M. Lehtonen, and J. R. Sanches Mantovani, "An economic-environmental asset planning in electric distribution networks considering carbon emission trading and demand response," *Electric Power Systems Research*, vol. 181, p. 106202, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106202.
- [3] L. Mehigan, J. P. Deane, B. P. Ó. Gallachóir, and V. Bertsch, "A review of the role of distributed generation (DG) in future electricity systems," *Energy*, vol. 163, pp. 822–836, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.08.022.
- [4] J. F. Franco, A. T. Procopiou, J. Quirós-Tortós, and L. F. Ochoa, "Advanced control of OLTC-enabled LV networks with PV systems and EVs," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, no. 14, pp. 2967–2975, Jul. 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2019.0208.
- [5] C. Sabillon, J. F. Franco, M. J. Rider, and R. Romero, "Joint optimal operation of photovoltaic units and electric vehicles in residential networks with storage systems: A dynamic scheduling method," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 103, no. November 2017, pp. 136–145, 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.05.015.
- [6] M. K. Karami Darabi, H. G. Ganjeh Ganjehlou, A. Jafari, M. Nazari-Heris, G. B. B. Gharehpelian, and M. Abedi, "Evaluating the effect of demand response programs (DRPs) on robust optimal sizing of islanded microgrids," *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 18, p. 5750, Sep. 2021, doi: 10.3390/en14185750.
- [7] R. Zafar, A. Mahmood, S. Razzaq, W. Ali, U. Naeem, and K. Shehzad, "Prosumer based energy management and sharing in smart grid," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 1675–1684, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.07.018.
- [8] D. Rupolo, B. R. Pereira Junior, J. Contreras, and J. R. S. Mantovani, "A new parallel and decomposition approach to solve the medium-and low-voltage planning of large-scale power distribution systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 132, p.

- [9] J. M. Roldán-Fernández, M. Burgos-Payán, and J. M. Riquelme-Santos, "Impact of domestic PV systems in the day-ahead Iberian electricity market," *Solar Energy*, vol. 217, pp. 15–24, Mar. 2021, doi: 10.1016/j.solener.2021.01.065.
- [10] V. Dudjak *et al.*, "Impact of local energy markets integration in power systems layer: A comprehensive review," *Appl Energy*, vol. 301, p. 117434, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117434.
- [11] J. Zapata Riveros, M. Kubli, and S. Ulli-Ber, "Prosumer communities as strategic allies for electric utilities: Exploring future decentralization trends in Switzerland," *Energy Res Soc Sci*, vol. 57, p. 101219, Nov. 2019, doi: 10.1016/j.erss.2019.101219.
- [12] W. Tushar *et al.*, "Peer-to-peer energy systems for connected communities: A review of recent advances and emerging challenges," *Appl Energy*, vol. 282, p. 116131, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116131.
- [13] M. L. Lode, G. te Boveldt, T. Coosemans, and L. Ramirez Camargo, "A transition perspective on energy communities: A systematic literature review and research agenda," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 163, p. 112479, Jul. 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112479.
- [14] T. Van der Schoor and B. Scholtens, "Power to the people: Local community initiatives and the transition to sustainable energy," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 43, pp. 666–675, Mar. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.10.089.
- [15] T. Vasco, "Microgrids: a Tool for a Grassroots Energy Transition," 2015.
- [16] G. Dóci and E. Vasileiadou, "Let's do it ourselves' Individual motivations for investing in renewables at community level," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 49, pp. 41–50, Sep. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.04.051.
- [17] M. I. Azim, S. A. Pourmousavi, W. Tushar, and T. K. Saha, "Feasibility Study of Financial P2P Energy Trading in a Grid-tied Power Network," Sep. 2019.
- [18] L. Herenčíć, P. Ilak, and I. Rajšl, "Effects of local electricity trading on power flows and voltage levels for different elasticities and prices," *Energies (Basel)*, vol. 12, no. 24, p. 4708, Dec. 2019, doi: 10.3390/en12244708.
- [19] J. Li, C. Zhang, Z. Xu, J. Wang, J. Zhao, and Y.-J. A. Zhang, "Distributed transactive energy trading framework in distribution networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 7215–7227, Nov. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2854649.
- [20] B. P. Hayes, S. Thakur, and J. G. Breslin, "Co-simulation of electricity distribution networks and peer to peer energy trading platforms," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 115, p. 105419, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105419.
- [21] A. I. Nousdilis, A. I. Chrysochos, G. K. Papagiannis, and G. C. Christoforidis, "The impact of photovoltaic self-consumption rate on voltage levels in LV distribution grids," in *2017 11th IEEE International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG)*, IEEE, 2017, pp. 650–655. doi: 10.1109/CPE.2017.7915249.
- [22] N. I. Yusoff, A. A. M. Zin, and A. Bin Khairuddin, "Congestion management in power system: A review," in *2017 3rd International Conference on Power Generation Systems and Renewable Energy Technologies (PGSRET)*, IEEE, Apr. 2017, pp. 22–27. doi: 10.1109/PGSRET.2017.8251795.
- [23] H. Le Cadre, P. Jacquot, C. Wan, and C. Alasseur, "Peer-to-peer electricity market analysis: From variational to generalized Nash equilibrium," *Eur J Oper Res*, vol. 282, no. 2, pp. 753–771, 2020.
- [24] O. M. Almenning, S. Bjarghov, and H. Farahmand, "Reducing neighborhood peak loads with implicit peer-to-peer energy trading under subscribed capacity tariffs," in *2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, IEEE, Sep. 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/SEST.2019.8849067.
- [25] W. Tushar, T. K. Saha, C. Yuen, T. Morstyn, H. V. Poor, and R. Bean, "Grid influenced peer-to-peer energy trading," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 11, no. 2, pp. 1407–1418, 2019.
- [26] T. Morstyn, A. Teytelboym, and M. D. McCulloch, "Designing decentralized markets for distribution system flexibility," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 3, pp. 2128–2139, May 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2886244.
- [27] M. Resch, J. Bühler, B. Schachler, R. Kunert, A. Meier, and A. Sumper, "Technical and economic comparison of grid supportive vanadium redox flow batteries for primary control reserve and community electricity storage in Germany," *Int J Energy Res*, vol. 43, no. 1, pp. 337–357, Jan. 2019, doi: 10.1002/er.4269.
- [28] T. Terlouw, T. AlSkaif, C. Bauer, and W. van Sark, "Optimal energy management in all-

- electric residential energy systems with heat and electricity storage," *Appl Energy*, vol. 254, p. 113580, Nov. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113580.
- [29] J. M. Santos, P. S. Moura, and A. T. de Almeida, "Technical and economic impact of residential electricity storage at local and grid level for Portugal," *Appl Energy*, vol. 128, pp. 254–264, Sep. 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.04.054.
- [30] D. Menniti, A. Pinnarelli, N. Sorrentino, A. Burgio, and G. Belli, "Management of storage systems in local electricity market to avoid renewable power curtailment in distribution network," in *2014 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, IEEE, Sep. 2014, pp. 1–5. doi: 10.1109/AUPEC.2014.6966536.
- [31] J. Guerrero, A. Chapman, and G. Verbic, "Decentralized P2P energy trading under network constraints in a low-voltage network," Sep. 2018.
- [32] W. Tushar, T. K. Saha, C. Yuen, D. Smith, and H. V. Poor, "Peer-to-peer trading in electricity networks: An overview," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 11, no. 4, pp. 3185–3200, Jul. 2020, doi: 10.1109/TSG.2020.2969657.
- [33] M. F. Islam, A. M. T. Oo, and S. H. Chowdhury, "The traditional power generation and transmission system: Some fundamentals to overcome challenges," *Smart Grids: Opportunities, Developments, and Trends*, pp. 1–21, 2013.
- [34] J. Maleki Delarestaghi, A. Arefi, G. Ledwich, and A. Borghetti, "A distribution network planning model considering neighborhood energy trading," *Electric Power Systems Research*, vol. 191, p. 106894, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106894.
- [35] A. Tabares, J. F. Franco, M. Lavorato, and M. J. Rider, "Multistage long-term expansion planning of electrical distribution systems considering multiple alternatives," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 3, pp. 1900–1914, May 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2448942.
- [36] J. F. Franco, M. J. Rider, and R. Romero, "A mixed-integer linear programming model for the electric vehicle charging coordination problem in unbalanced electrical distribution systems," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 6, no. 5, pp. 2200–2210, Sep. 2015, doi: 10.1109/TSG.2015.2394489.
- [37] M. E. Baran and F. F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1401–1407, Apr. 1989, doi: 10.1109/61.25627.
- [38] J. F. Franco, M. J. Rider, M. Lavorato, and R. Romero, "Optimal conductor size selection and reconductoring in radial distribution systems using a mixed-integer LP approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 1, pp. 10–20, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2201263.
- [39] R. Fourer, D. Gay, and B. Kernighan, *AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming*, vol. 36. 2002. doi: 10.1287/mnsc.36.5.519.
- [40] IBM ILOG CPLEX Optimization Studio, "V20.1: User's Manual for CPLEX," IBM Corp, 2020.