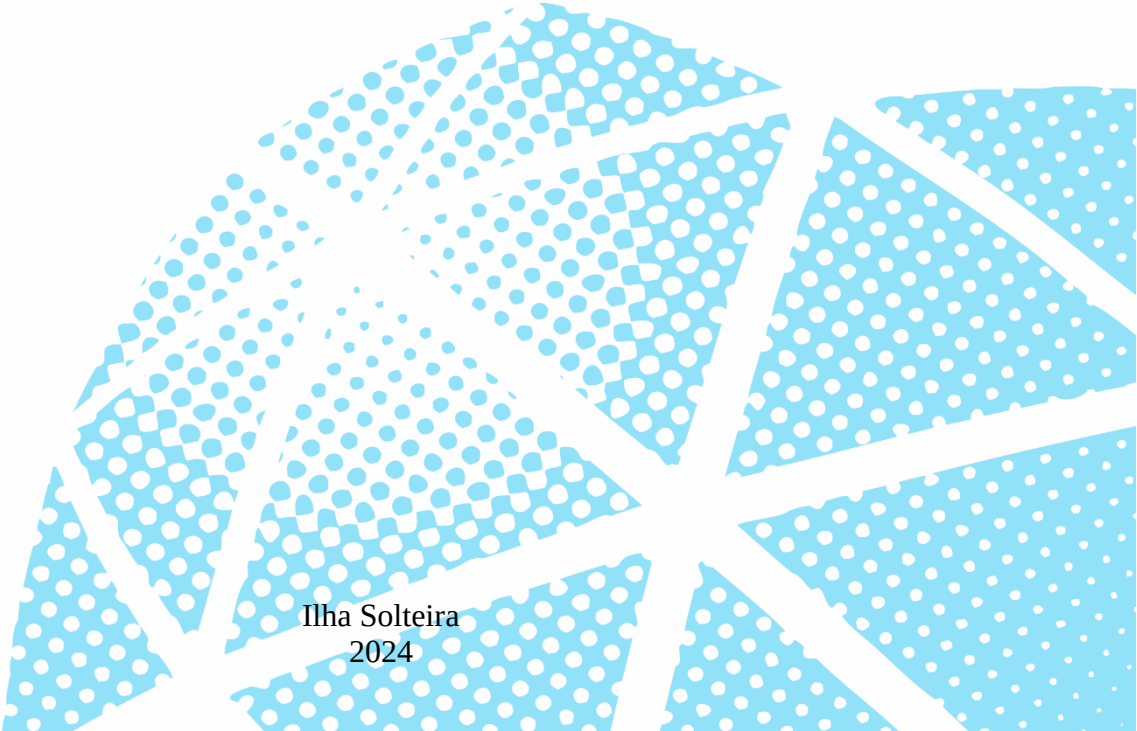


**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CÂMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

MARCELO SEBASTIÁN TENESACA CALDAS

**SELEÇÃO ÓTIMA DE CONDUTORES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM
PRESENÇA DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS LOCAIS**



Ilha Solteira
2024

MARCELO SEBASTIÁN TENESACA CALDAS

**SELEÇÃO ÓTIMA DE CONDUTORES EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO COM PRESENÇA DE COMUNIDADES
ENERGÉTICAS LOCAIS**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia da Universidade Estadual Paulista – UNESP, Câmpus de Ilha Solteira, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Conhecimento: Automação.

Prof. Dr. John Fredy Franco Baquero

Orientador

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

T292s Tenesaca Caldas, Marcelo Sebastián.
Seleção ótima de condutores em sistemas de distribuição com presença de comunidades energéticas locais / Marcelo Sebastián Tenesaca Caldas. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2024
105 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2024

Orientador: John Fredy Franco Baquero
Inclui bibliografia

1. Comunidades energéticas locais. 2. Energia renovável. 3. Programação linear inteira mista. 4. Seleção ótima do condutor. 5. Teoria dos jogos. 6. Valor de Shapley.


Amanda Sertori dos Santos

Bibliotecária - CRB/8-9061
Seção Técnica de Referência, Atendimento ao
Usuário e Documentação
Diretoria Técnica de Biblioteca e Documentação

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: SELEÇÃO ÓTIMA DE CONDUTORES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
COM PRESENÇA DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS LOCAIS

AUTOR: MARCELO SEBASTIÁN TENESACA CALDAS

ORIENTADOR: JOHN FREDY FRANCO BAQUERO

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, área:
Automação pela Comissão Examinadora:

Prof. Dr. JOHN FREDY FRANCO BAQUERO (Participação Presencial)
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP



Dr. MARIO ANDRES MEJIA ALZATE (Participação Presencial)
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP



Dr. CARLOS FRANCISCO SABILLON ANTUNEZ (Participação Presencial)
Universidad Loyola Andalucía - Espanha



Ilha Solteira, 06 de fevereiro de 2024

AGRADECIMENTOS

Aos meus amados pais, Melva e Juan, e à minha querida irmã Carolina, expresso minha profunda gratidão. São o pilar da minha vida, e graças a eles, tenho alcançado minhas metas e aspirações. Seus conselhos e apoio incansável foram essenciais em minha jornada, moldando quem sou hoje e me dando força para perseguir meus sonhos.

A Estefania, minha namorada e confidente. Desde a graduação, tem sido meu apoio constante, e juntos, temos crescido. Agradeço-lhe por ser minha companheira, por permanecer ao meu lado nos momentos de incerteza, por compreender e apoiar, mesmo quando estamos distantes. Sua motivação foi fundamental para eu alcançar esta meta tão significativa; por isso, esta conquista também é sua.

Ao meu orientador, Prof. Dr. John Fredy Franco, expresso meu sincero agradecimento pela paciência, incentivo constante, conhecimento transmitido, disponibilidade e ajuda ao longo do desenvolvimento deste trabalho. Sou sinceramente grato por sua valiosa contribuição para o meu crescimento acadêmico e pessoal.

A meu amigo Patricio, que tornou esta estadia longe de nossas casas mais agradável. Agradeço por cada memória compartilhada e por todas as aventuras que vivemos juntos nesta etapa. Ao longo dos anos de nossa amizade, você tem sido um verdadeiro parceiro.

A Sergio Zambrano, pelo apoio e ajuda fundamentais que me proporcionou para participar deste programa de mestrado no Brasil. Sua colaboração representou uma oportunidade única para o meu desenvolvimento profissional.

Aos meus amigos do laboratório LaPSEE e da minha república. Sua ajuda e acolhimento durante minha estadia foram fundamentais neste processo. Os valiosos conhecimentos que compartilharam contribuíram significativamente para o enriquecimento da minha experiência pessoal.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoa de Nível Superior- Brasil (CAPES) pelo apoio financeiro – Código de Financiamento 001.

RESUMO

As comunidades energéticas locais (CELs) têm ganhado destaque como uma forma de integração de geração distribuída renovável na rede elétrica. Essas comunidades são caracterizadas por agrupamentos de consumidores e produtores de energia que compartilham recursos energéticos em nível local, como painéis solares, turbinas eólicas e sistemas de armazenamento de energia. No entanto, com a integração das CELs, surgem novos desafios para o dimensionamento e operação da rede elétrica. A geração descentralizada e a troca de energia entre as CELs e a rede exigem uma abordagem mais dinâmica e flexível para garantir a estabilidade do sistema e otimizar as transações de energia. O problema de seleção ótima do condutor (SOC) surge como uma solução para melhorar o desempenho do sistema ao aumentar a capacidade deste para que possam melhorar as transações de energia. O objetivo é determinar as bitolas ideais dos condutores em diferentes trechos da rede, levando em consideração as características das CELs, as cargas, as restrições operacionais e os custos associados. Neste trabalho propõe-se um modelo de Programação Linear Inteira Mista baseada em injeções de corrente para resolver o problema de SOC. A formulação matemática leva em consideração as restrições operacionais, como limites de magnitude de tensão e corrente, bem como a presença das CELs. As incertezas da geração renovável presente nas CELs (associadas à irradiação solar) são representadas por meio de cenários. São abordados três enfoques distintos, considerando os objetivos específicos, tanto da concessionária quanto das CELs, otimizando os benefícios ao longo do horizonte de planejamento. Assim também, é proposto um novo método fundamentado na teoria de jogos cooperativos para dividir os custos de investimentos entre as CELs, o que leva a uma distribuição mais justa disso custos. Os modelos propostos foram implementados na linguagem de modelagem AMPL e resolvidos com o solver CPLEX. A fim de avaliar o método proposto neste trabalho, foi utilizado o sistema IEEE de 33 barras, considerando a presença de três CELs. Os resultados obtidos ao avaliar o reforço da rede definido pela SOC mostram uma redução na compra de energia na subestação e geram benefícios para as CELs. Assim também o método para alocação de custos de investimento definiu uma distribuição mais justa conforme os benefícios obtidos pelas CELs.

Palavras-chave: comunidades energéticas locais; energia renovável; programação linear inteira mista; seleção ótima do condutor; teoria dos jogos; valor de Shapley.

ABSTRACT

Local energy communities (LECs) have gained prominence as a means of integrating renewable distributed generation into the electrical grid. These communities consist of groups of energy consumers and producers who share local energy resources such as solar panels, wind turbines, and energy storage systems. However, the integration of LECs introduces new challenges in the sizing and operation of the electrical grid. Decentralized generation and energy exchange between LECs and the grid require a more dynamic and flexible approach to ensure system stability and optimize energy transactions. The optimal conductor selection (SOC) problem emerges as a solution to improve system performance by increasing system capacity so that energy transactions can be improved. The objective is to determine the optimal sizes of conductors in different sections of the network, taking into account the characteristics of LECs, load demands, operational constraints, and associated costs. In this work, a mixed-integer linear programming model based on current injections is proposed to solve the OCS problem. The mathematical formulation considers operational constraints such as voltage and current magnitude limits, as well as the presence of LECs. Uncertainties in renewable generation within LEC (associated with solar irradiation) are represented using stochastic scenarios. Three distinct approaches are addressed, considering the specific objectives of both the concessionaire and the CELs, optimizing benefits throughout the planning horizon. Likewise, a new method based on cooperative game theory is proposed to divide investment costs between CELs, which leads to a fairer distribution of these costs. The proposed models were implemented in the AMPL modeling language and solved with the CPLEX solver. In order to evaluate the method proposed in this work, the IEEE 33-bus system was used, considering the presence of three CELs. The results obtained when evaluating the network reinforcement defined by SOC show a reduction in the purchase of energy at the substation and generate benefits for the CELs. Likewise, the method for allocating investment costs shows a fairer distribution according to the benefits obtained by the CELs.

Keywords: local energy communities; renewable energy; mixed-integer linear programming; optimal conductor size selection; game theory; Shapley value.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Ilustração de um SDEE passivo e ativo: (a) SDEE tradicional (b) SDEE ativo moderno.	28
Figura 2 – Esquema de uma CEL conectada na rede.	35
Figura 3 – Aplicações da teoria dos jogos cooperativos em sistemas de energia.	40
Figura 4 – Valor da função característica associada às coalizões possíveis em um jogo de três jogadores.	41
Figura 5 – Possíveis conexões para a transmissão de energia entre cidades.	43
Figura 6 – Exemplo ilustrativo de uma linha com três barras.	50
Figura 7 – Restrições para limites de tensão.	54
Figura 8 – Linearização por partes dos limites de corrente.	56
Figura 9 – Fluxograma para a resolução do modelo PLIM.	58
Figura 10 – Exemplo da formação dos blocos de carga em um SDEE.	60
Figura 11 – Fluxograma para alocação de custos de investimentos utilizando o valor de Shapley.	66
Figura 12 – Sistema de 33 barras da IEEE com CELs.	67
Figura 13 – (a) Cenários de geração fotovoltaica; (b) curva de demanda de potência.	68
Figura 14 – Sistema IEEE de 33 barras com reforço.	71
Figura 15 – Mapa de calor do carregamento dos condutores na (a) rede inicial e (b) na rede com reforço.	72
Figura 16 – Perfil de tensões máximas no SDEE.	73
Figura 17 – Ângulos de tensão (a) máximos e (b) mínimos verificados nos testes.	74
Figura 18 – Blocos de carga para a análise de confiabilidade.	77
Figura 19 – Compra/venda de energia das CEL.	78
Figura 20 – Sistema de 33 barras da IEEE com quatro CELs.	84
Figura 21 – Energia comprada pela CEL 4 do OSD nos cenários de (a) alta (b) media e (c) baixa irradiação.	85

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Custos e poupanças obtidos para cada coalizão.....	44
Tabela 2 – Valores de geração e demanda total de cada CEL.....	67
Tabela 3 – Características técnicas e econômicas dos tipos de condutores.....	69
Tabela 4 – Custo de reforço do tipo de condutor b para o tipo de condutor a (10^3 US\$/km).....	69
Tabela 5 – Solução para o sistema inicial do problema de SOC com CELs.....	70
Tabela 6 – Solução para o problema SOC com CELs.....	71
Tabela 7 – Complexidade computacional ao resolver o problema de SOC com CEL..	74
Tabela 8 – Tempos de duração da falha nos blocos.	76
Tabela 9 – Benefício obtido pelas CELs ao realizar o reforço.	76
Tabela 10 – Corte de energia na rede inicial e com reforço nas CELs.....	78
Tabela 11 – Taxa de falha e DIC para cada um dos blocos do sistema.....	79
Tabela 12 – Benefício obtido pela CELs ao melhorar a confiabilidade.	80
Tabela 13 – Benefícios líquidos totais para cada coalizão L	82
Tabela 14 – Dados para o cálculo do VS.....	82
Tabela 15 – Valor de Shapley para cada CEL.....	83
Tabela 16 – Benefícios líquidos totais para cada coalizão L	87
Tabela 17 – Valor de Shapley para cada CEL.....	88

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMPL	<i>A Mathematical Programming Language</i>
CELS	Comunidades Energéticas Locais
CPLEX	Software de otimização. O nome deriva de C (linguagem de programação C) e PLEX (do método simPLEX de programação linear)
FV	Solar Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
OSD	Operador do Sistema de Distribuição
P2P	<i>Peer-To-Peer</i>
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
PNLIM	Programação Não Linear Inteira Mista
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
SDEE	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
SOC	Seleção Ótima de Condutores
UT	Utilidade Transferível
VS	Valor de Shapley
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

Conjuntos:

Ω_a	Conjunto de tipos de condutores.
Ω_b	Conjunto de barras do sistema.
Ω_k	Conjunto de segmentos lineares.
Ω_l	Conjunto de linhas do sistema.
Ω_s	Conjunto de cenários.
Ω_t	Conjunto de intervalos de tempo.
L	Conjunto de coalizões.
N	Conjunto de jogadores.

Parâmetros:

α_t^{CEL}	Preço da energia comprada/vendida entre comunidades no período t .
α_t^{OSD}	Preço da energia comprada do OSD no período t .
α_t^{SE}	Preço da energia comprada pela subestação no período t .
α_t^{VOSD}	Preço da energia vendida ao OSD no período t .
$\beta_i(L)$	Parâmetro binário que associa a comunidade na barra i para a coalizão L .
θ_1	Máximo desvio negativo do ângulo de fase.
θ_2	Máximo desvio positivo do ângulo de fase.
$\lambda_{ij,a,w}$	Taxa de falha para o circuito ij com o tipo de condutor a pertencente ao bloco w .
ξ	Taxa de falhas permanentes.
τ	Taxa de juros.
A	Anos do período do planejamento.
$c_{b,a}$	Custo de reforço do condutor tipo b para condutor tipo a .
h_t	Tempo em horas do período t .
I_a^{max}	Capacidade de corrente para o condutor tipo a .
k	Número de retas para a linearização da corrente.
l_{ij}	Comprimento da linha ij .
M	Número grande.
p_s	Probabilidade do cenário s .

P_i^{Com}	Máxima potência ativa instalada da comunidade conectada na barra i .
$P_{i,t,s}^D$	Demanda de potência ativa na barra i , no intervalo de tempo t para o cenário s .
Q_i^{Com}	Máxima potência reativa instalada da comunidade conectada na barra i .
$Q_{i,t,s}^D$	Demanda de potência reativa na barra i , no intervalo de tempo t para o cenário s .
R_a	Resistência do condutor tipo a .
t_w^{int}	Tempo de duração da falha no bloco w
$\bar{V}$	Magnitude de tensão máxima.
$\underline{V}$	Magnitude de tensão mínima.
$V_{i,t,s}^{im*}$	Ponto de operação estimado da componente imaginária de tensão na barra i , no intervalo de tempo t para o cenário s .
$V_{i,t,s}^{re*}$	Ponto de operação estimado da componente real de tensão na barra i , no intervalo de tempo t para o cenário s .
X_a	Reatância do condutor tipo a .

Variáveis:

$\gamma_{i,t,s}^+$	Variável binária associada à injeção de potência pela comunidade na barra i , no intervalo de tempo t para o cenário s .
$\gamma_{i,t,s}^-$	Variável binária associada ao consumo de potência pela comunidade na barra i , no intervalo de tempo t para o cenário s .
δ_w	Taxa de falha de um bloco de carga w .
$I_{i,t,s}^{Cre}$	Parte real da corrente gerada pela comunidade na barra i , no intervalo de tempo t para o cenário s .
$I_{i,t,s}^{Cim}$	Parte imaginária da corrente gerada pela comunidade na barra i , no intervalo de tempo t para o cenário s .
$I_{i,t,s}^{Dre}$	Parte real da corrente demandada pela carga na barra i , o intervalo de tempo t para o cenário s .
$I_{i,t,s}^{Dim}$	Parte imaginária da corrente demandada pela carga na barra i , o intervalo de tempo t para o cenário s .
$I_{i,t,s}^{Gre}$	Parte real da corrente gerada na barra i , no intervalo de tempo t para o cenário s .
$I_{i,t,s}^{Gim}$	Parte imaginária da corrente gerada na barra i , no intervalo de tempo t para o cenário s .
$I_{ij,a,t,s}^{re}$	Parte real da corrente na linha ij , para o condutor a , no intervalo de tempo t para o cenário s .

- $I_{ij,a,t,s}^{re+}$ Componente real positiva da corrente na linha ij , para o condutor a , no intervalo de tempo t para o cenário s .
- $I_{ij,a,t,s}^{re-}$ Componente real negativa da corrente na linha ij , para o condutor a , no intervalo de tempo t para o cenário s .
- $I_{ij,a,t,s}^{im}$ Parte imaginária da corrente na linha ij , para o condutor a , no intervalo de tempo t para o cenário s .
- $I_{ij,a,t,s}^{im+}$ Componente imaginária positiva da corrente na linha ij , para o condutor a , no intervalo de tempo t para o cenário s .
- $I_{ij,a,t,s}^{im-}$ Componente imaginária negativa corrente imaginária da corrente na linha ij , para o condutor a , no intervalo de tempo t para o cenário s .
- $P_{i,t,s}^{com}$ Potência ativa da comunidade na barra i , no intervalo de tempo t para o cenário s .
- $P_{i,t,s}^{cut}$ Corte de energia da comunidade conectada na barra i , no intervalo de tempo t para o cenário s .
- $P_{i,j,t,s}^{CEL}$ Energia comprada pela comunidade na barra i para a comunidade na barra j , no intervalo de tempo t para o cenário s .
- $P_{i,t,s}^{OSD}$ Energia comprada pela comunidade na barra i para o OSD, no intervalo de tempo t para o cenário s .
- $P_{i,j,t,s}^{VEL}$ Energia vendida pela comunidade na barra i para a comunidade na barra j , no intervalo de tempo t para o cenário s .
- $P_{i,t,s}^{OSD}$ Energia vendida pela comunidade na barra i para o OSD, no intervalo de tempo t para o cenário s .
- $Q_{i,t,s}^{com}$ Injeção de potência reativa da comunidade na barra i , no intervalo de tempo t para o cenário s .
- $V_{i,t,s}^{re}$ Parte real da tensão na barra i , no intervalo de tempo t para o cenário s .
- $V_{i,t,s}^{im}$ Parte imaginária da tensão na barra i , no intervalo de tempo t para o cenário s .
- $y_{ij,a}$ Variável binária associada à seleção do condutor tipo a na linha ij .

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	15
1.1	OBJETIVOS	24
1.2	CONTRIBUIÇÕES	25
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	25
2	REVISÃO DO PROBLEMA DE SOC NO PLANEJAMENTO DE UMA REDE ATIVA.....	27
2.1	MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO UTILIZADOS PARA O PROBLEMA DE SOC EN REDES ATIVAS.....	28
2.1.1	Algoritmos heurísticos modernos	29
2.1.2	Modelos Matemáticos	31
3	ESTUDO DAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS LOCAIS.....	33
3.1	VANTAGENS PARA CONSUMIDORES E PROSUMIDORES NA CEL	35
3.2	DESAFIOS DAS CELs	36
4	TEORIA DOS JOGOS.....	38
4.1	MODELO DE JOGOS COOPERATIVOS	40
4.1.1	Valor de Shapley	42
4.1.2	Exemplo de um jogo cooperativo	43
5	PROBLEMA DE SOC CONSIDERANDO CELs.....	46
5.1	MODELO DE PNLIM PARA O PROBLEMA DE SOC INTEGRANDO CELs	48
5.1.1	Função objetivo	50
5.1.2	Restrições	51
5.2	LINEARIZAÇÃO DO MODELO DE PNLIM PARA O PROBLEMA DE SOC CONSIDERANDO CELs.....	52
5.2.1	Linearização das correntes de carga	53
5.2.2	Linearização das potências da GD das comunidades	53
5.2.3	Linearização dos limites de tensão	54
5.2.4	Linearização dos limites de corrente.....	55

5.2.5	Modelo de PLIM para o problema de SOC considerando CELs.....	56
5.3	MODELO DE PLIM PARA O PROBLEMA DE SOC MAXIMIZANDO OS BENEFÍCIOS DAS CELs	59
5.3.1	Confiabilidade	59
5.3.2	Função objetivo	61
5.3.3	Restrições	62
5.3.4	Modelo	63
5.4	APLICAÇÃO DA TEORIA DE JOGOS COOPERATIVOS NA ALOCAÇÃO JUSTA DE INVESTIMENTOS.	63
5.4.1	Função objetivo	64
5.4.2	Modelo	65
5.4.3	Valor de Shapley para alocação justa dos investimentos	65
6	ANÁLISES E RESULTADOS.....	67
6.1	TESTES REALIZADOS PARA O PROBLEMA DE SOC CONSIDERANDO CELs:	69
6.1.1	CASO I.....	69
6.1.2	CASO II	75
6.1.3	CASO III.....	80
6.1.4	CASO IV	83
7	CONCLUSÕES.....	89
	REFERÊNCIAS.....	93
	APÊNDICE A – Trabalhos Publicados	105

1 INTRODUÇÃO

A necessidade premente de enfrentar as mudanças climáticas e alcançar o desenvolvimento sustentável reforça a determinação global de transição para as energias renováveis em meio de uma era de degradação ambiental em escala mundial. A energia proveniente de combustíveis fósseis desempenha um papel substancial nas mudanças climáticas globais, contribuindo com mais de 75% das emissões mundiais de gases de efeito estufa e aproximadamente 90% de todas as emissões de dióxido de carbono (CO₂). Essa fonte de energia tem um impacto expressivo no aumento dos problemas climáticos, representando uma parcela significativa das emissões prejudiciais ao meio ambiente. O Acordo de Paris estabelece a meta de limitar o aumento da temperatura global a menos de 1,5°C–2°C até o ano 2100. Essas previsões destacam a urgência e a importância de implementar inovações contínuas nos sistemas energéticos. Dessa forma, ao integrar eficazmente energias renováveis em setores cruciais, como transporte, indústria, residências e comércio, conforme apontado pela IRENA, pode-se não apenas alcançar os objetivos climáticos globais, mas também promover uma transição energética sustentável e abrangente (Fawzy *et al.*, 2020).

O sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE), com o propósito de facilitar a transição energética, passa por um processo de reestruturação e migração para possibilitar a integração destes novos recursos energéticos distribuídos (RED). Esses recursos são caracterizados como tecnologias dedicadas à geração e/ou armazenamento de energia elétrica, destacando-se as unidades de geração distribuída (GD) principalmente baseadas em energia solar fotovoltaica (FV) e eólica, além da adoção de veículos elétricos e sistemas de armazenamento de energia (Da Silva; Melgar-Dominguez; Romero, 2021; Melgar-Dominguez *et al.*, 2020). A incorporação dessas novas tecnologias renováveis na rede constitui uma resposta direta ao impacto ambiental ocasionado pela queima de combustíveis fósseis.

O substancial aumento na participação e o rápido crescimento dos REDs nas redes de distribuição estão impulsionando uma transformação significativa no sistema elétrico. Inicialmente concebidas para operar com fluxo unidirecional de energia, essas redes estão evoluindo para uma configuração mais dinâmica e ativa, caracterizada por fluxos de energia bidirecionais consideráveis. Neste novo cenário para o SDEE, a geração centralizada tradicional precisa coexistir com a GD. Essa coexistência é possível, pois os REDs estão localizados dentro dos limites do operador do sistema de distribuição (OSD),

próximos às unidades consumidoras. Isso lhes permite participar ativamente na operação do SDEE, resultando na descentralização do sistema de geração (Karami Darabi *et al.*, 2021). Dessa forma, a GD pode ser propriedade tanto de usuários domésticos quanto de empresas privadas e entidades públicas (Mehigan *et al.*, 2018).

Os *prosumidores*, termo derivado da combinação das palavras “produtor” e “consumidor”, desempenham um papel crucial na transição energética e na modernização do setor elétrico. Entretanto, essa transição não ocorre sem desafios. Ao contrário dos tradicionais consumidores passivos de energia, os *prosumidores* são ativos na produção e consumo de eletricidade (Kotilainen, 2019). Eles utilizam tecnologias de GD, principalmente solar FV, para gerar eletricidade de forma autônoma em suas instalações. Esses participantes ativos desempenham um papel fundamental na descentralização do sistema de geração, uma vez que contribuem para a produção de energia de forma distribuída em diferentes locais da rede (Sun *et al.*, 2022). Além disso, a digitalização e automação desses sistemas permitem que os *prosumidores* gerenciem eficientemente a produção, armazenamento e consumo de energia utilizando tecnologias avançadas como a internet das coisas e a automação residencial (Jadhav; More; Salkuti, 2023).

Pieńkowski (2021) categoriza aos *prosumidores* de energia em quatro tipos distintos: residenciais, comunitários/cooperativos, comerciais e públicos. Esses *prosumidores* de energia fornecem eletricidade para a rede, enquanto também consomem eletricidade proveniente da rede, gerada por outros fornecedores (Agency European Environment, 2022; Gajdzik *et al.*, 2023). O modelo de negócio consumidor/produtor de energia é um modelo inclusivo que permite que diferentes perfis de consumidores também se tornem produtores de energia (Jacobs, 2016; Pieńkowski, 2021).

As denominadas comunidades energéticas locais (CEL) estão recebendo grande atenção como o próximo passo no movimento de *prosumidores*, sendo essas estruturas emergentes elementos chave na transição energética do SDEE (Bauwens *et al.*, 2022; Ceglia *et al.*, 2022; De São José; Faria; Vale, 2021; Di Silvestre *et al.*, 2021). Uma comunidade energética representa uma integração de diversas iniciativas coletivas relacionadas à energia, abrangendo atividades como geração, distribuição, fornecimento, agregação, consumo, compartilhamento, armazenamento de energia, eletro mobilidade e prestação de serviços relacionados à energia. Essas ações envolvem a participação de um grupo de membros locais ou partes interessadas, que desempenham papéis ativos na tomada de decisões e contribuem para o desenvolvimento e operação eficientes da comunidade energética (Caramizaru; Uihlein, 2020). Essas comunidades também

possibilitam a partilha da eletricidade gerada em regiões geograficamente próximas, destacando-se como elementos proeminentes dentro dos mercados de energia locais (Kyriakopoulos, 2022). Recentemente, tem havido uma extensa pesquisa dedicada à criação de modelos diversos que viabilizem a comercialização de energia nos mercados energéticos locais entre *prosumidores* e consumidores, os quais também são aplicados às CELs. Dentre os mecanismos mais explorados estão o comércio de energia *peer-to-peer* (P2P), o autoconsumo comunitário e os modelos de energia transativa. Essas iniciativas têm como objetivo não apenas promover uma economia mais localizada e sustentável, mas também explorar maneiras inovadoras de envolver os participantes na gestão e troca de energia tanto dentro de suas comunidades e com o OSD (Dudjak *et al.*, 2021; Parra-Domínguez; Sánchez; Ordóñez, 2023).

As CELs são reconhecidas como uma ferramenta importante para promover uma transição energética mais justa, uma vez que têm o potencial de acelerar esse processo ao envolver e aumentar a participação dos cidadãos (Boulanger *et al.*, 2021; REScoop, 2020). Muitos benefícios são associados às CELs, incluindo o aumento da conscientização pública sobre as energias renováveis, a promoção da aceitação da transição energética, o fomento da autossuficiência, a redução da dependência das redes nacionais e a promoção da sustentabilidade (Brummer, 2018; Koirala *et al.*, 2016b; Van der Schoor; Scholtens, 2015; Zapata Riveros; Kubli; Ulli-Beer, 2019). Além disso, as comunidades energéticas proporcionam apoio ao alcance das metas de descarbonização e de energias renováveis, conferem flexibilidade ao sistema de energia, promovem a proliferação da GD, aumentam o bem-estar social, facilitam a autonomia energética, apoiam a justiça energética, e capacitam as comunidades a atenderem aos interesses sociais (Becker; Kunze; Vancea, 2017; Busch *et al.*, 2021; Haji Bashi *et al.*, 2023; Hillman; Axon; Morrissey, 2018; Koirala *et al.*, 2016b; Llewellyn *et al.*, 2017; Lode *et al.*, 2022; McKenna, 2018).

Devido a isso, a União Europeia estabeleceu as CELs no centro de sua estratégia energética e da transformação planejada de seu sistema energético (Caramizaru; Uihlein, 2020; Yiasoumas *et al.*, 2023). Van Der Schoor e Scholtens (2015; 2015) destacaram que o sucesso das CELs depende tanto do apoio de atores estabelecidos e de um ambiente regulatório favorável, quanto do compromisso local. Além disso, o suporte governamental é fundamental para garantir a viabilidade e rentabilidade dessas comunidades. (Dóci; Vasileiadou, 2015).

Por outra parte, uma revisão sistemática da literatura realizada por Lode *et al.* (2022) sobre a perspectiva da transição para as comunidades energéticas identificou que os fatores que afetam o surgimento das CELs são os aspectos socioculturais, econômicos e financeiros, comerciais, técnicos, institucionais e fatores geográficos. Dentre os fatores mencionados, o aspecto técnico desempenha um papel significativo, especialmente no que se refere à infraestrutura de comunicação e transporte de energia. A falta de uma infraestrutura adequada pode ser um obstáculo para os consumidores que desejam se tornar *prosumidores* e investir em fontes de energia renovável. Embora os outros fatores não sejam um impedimento direto, a infraestrutura técnica pode limitar a participação no mercado de energia, pois é fundamental estabelecer uma conexão segura com a rede elétrica para que a eletricidade gerada possa ser injetada e gerar receita. No entanto, esse processo pode exigir um tempo e recursos financeiros consideráveis, dependendo da localização do projeto (Schreuer Anna, 2016).

Ao longo da história, as redes de distribuição foram desenhadas e operadas de maneira centralizada, visando permitir um fluxo unidirecional de energia (Islam; Oo; Chowdhury, 2013). Essa abordagem consistia na entrega de energia aos consumidores finais por meio de uma rede de distribuição operada de maneira radial, projetada para suportar a carga máxima prevista em situações adversas, seguindo o princípio de redundância $N - 1$. Inicialmente, esse princípio assegurava a qualidade e a segurança do fornecimento de energia na rede tradicional. No entanto, surge incerteza sobre a capacidade dessa abordagem em lidar com o crescimento da GD e o aumento do comércio de energia no mercado local dentro do sistema (Dudjak *et al.*, 2021).

Essas transformações no cenário energético desafiam o funcionamento tradicional do SDEE, demandando a adoção de novas abordagens para operar e planejar o sistema atual, assegurando uma transição eficaz em direção a sistemas mais distribuídos e sustentáveis. No entanto, a operação e a integração indiscriminada desses recursos podem resultar em problemas na rede, como a degradação dos perfis de tensão (sobretensões ou subtensões), congestionamento, aumento das perdas de energia ativa, desequilíbrios de tensão em cargas monofásicas, falhas nos equipamentos de proteção, ocorrência de fluxos de energia bidirecionais imprevistos, além de sobrecargas térmicas em condutores e transformadores, para os quais o sistema não foi originalmente projetado (Franco *et al.*, 2019; IRENA, 2019; Schwaegerl; Joos; Hatziaargyriou, 2020).

Neste contexto, é crucial identificar e compreender os impactos resultantes do aumento da penetração da GD e sua atuação no mercado de energia do SDEE. Essa

análise visa aperfeiçoar a infraestrutura da rede, possibilitando a troca de energia entre diversos *prosumidores* e consumidores, assegurando simultaneamente um fornecimento estável e confiável de eletricidade dentro do SDEE. Assim, Yusoff (2017) destacou que uma alta capacidade de geração de energia renovável dos GDs conectada às redes de distribuição pode resultar em um aumento na congestão das linhas devido à falta de capacidade de alojamento de REDs na infraestrutura. Le Cadre *et al.* (2020) complementaram essa visão, identificando que a congestão das linhas também pode ocorrer devido ao mercado local, devido às interações dinâmicas derivada do desenho dos preços. Isso significa que em situações em que existem preços heterogêneos, as quantidades de energia negociadas são significativamente maiores, levando a uma congestão de cerca de 50% das linhas do sistema, enquanto algumas linhas são pouco utilizadas quando os preços de mercado são uniformes. As tarifas de utilização da rede também podem influenciar o comportamento, o que por sua vez pode ter um efeito negativo na red.

Azim *et al.* (2019) identificaram que o comércio de energia dentro de um único alimentador tem o potencial de causar sobretensão na rede, uma vez que as transações simultâneas de energia podem elevar os valores de tensão acima dos limites estabelecidos pelo OSD, sendo este um dos principais desafios que surgem dentro de um mercado local de energia, de acordo com a literatura existente. Assim, Herenčić *et al.* (2019) estudaram o impacto do comércio entre *prosumidores*, avaliando as variações de tensão, revelando que os níveis de tensão e os fluxos de energia são principalmente afetados pelas estratégias de demanda dos *prosumidores*. De acordo com esses autores, os efeitos do comércio de energia nos níveis de tensão dependem do fluxo de energia proveniente ou direcionado para a rede a montante (*upstream*). Portanto, gerenciar essas variações de tensão é crucial para garantir a estabilidade e confiabilidade da rede de forma geral.

No trabalho proposto por Li *et al.* (2018), mostra-se que a inclusão de equações de fluxo de potência e um modelo de otimização de restrições de tensão no comércio de energia transativa tem um impacto positivo nas variações de tensão. O estudo indica que essa implementação elimina problemas de sobretensão e subtensão que ocorrem na ausência do comércio de energia transativa, uma vez que o mecanismo de mercado também otimiza as restrições da rede. Por outro lado, de acordo com Hayes *et al.* (2020), um nível moderado de comércio de energia entre pares não deveria afetar significativamente o desempenho operacional da rede em termos de desequilíbrio e perfis de tensão, desde que o mecanismo de mercado não aumente a demanda máxima do

sistema. Os resultados do trabalho realizado por Nousedilis *et al.* (2017), revelaram como a taxa de autoconsumo dos *prosumidores* em um alimentador de baixa tensão pode afetar a qualidade da tensão. Portanto, gerenciar essas variações de tensão é crucial para garantir a estabilidade e confiabilidade da rede de forma geral.

Nesse contexto, garantir que as restrições da rede não sejam violadas durante a troca de energia entre CELs e o OSD é um dos principais desafios na implementação desse tipo de mercado. Embora certos horários de geração distribuída de energia e consumo local das CELs possam ser lucrativos do ponto de vista econômico, essas ações podem transgredir as limitações atuais da rede e causar problemas de confiabilidade (Dudjak *et al.*, 2021). Portanto, no planejamento de um sistema com CELs com participação dos mercados de energia, é importante levar em consideração as restrições das limitações dos circuitos, transformadores e tensões nas barras (Dudjak *et al.*, 2021; Islam; Oo; Chowdhury, 2013; Tushar *et al.*, 2020). Esses desafios demandam uma abordagem técnica especializada para sua resolução e mitigação eficazes, uma vez que estão intrinsecamente vinculados às operações das CELs e às incertezas no planejamento, impactando diretamente o funcionamento do SDEE (Chihota; Bekker; Trevor Gaunt, 2021).

Dentro da estrutura de uma CEL, o objetivo principal é otimizar o consumo de energia produzida localmente na comunidade, promovendo tanto o autoconsumo quanto a autossuficiência (Ciocia *et al.*, 2021). As CELs desempenham um papel crucial ao possibilitar um melhor controle e utilização das fontes de energia renovável locais, sendo a energia solar FV a mais utilizada atualmente devido à sua facilidade de construção a nível local (Dobrin *et al.*, 2023). A adesão a uma CEL oferece benefícios tanto para consumidores quanto para produtores, permitindo uma exploração mais eficiente da energia primária na comunidade (Koirala *et al.*, 2016a). Além disso, essas comunidades podem proporcionar a oportunidade de obter novas fontes de investimento dos membros, resultando em um aumento na capacidade de geração da CEL, seja por meio da adoção de novas unidades de energia solar FV ou de outros REDs, juntamente com sistemas de armazenamento de energia, para mitigar a variabilidade da energia solar ou eólica (Manso-Burgos *et al.*, 2022). Esse aumento na capacidade tem como objetivo principal alcançar um benefício econômico mais substancial para a CEL, visando proporcionar maior autossustentabilidade e uma participação mais ativa nos mercados de energia (Wu; Ortmeyer; Li, 2016). Isso é alcançado através da venda do excedente de energia não utilizado na CEL, seja para o OSD ou outras CELs que estejam participando do mercado.

O gerenciamento das atividades das comunidades e do SDEE é realizado por um componente crucial denominado agente agregador. Esse agente desempenha um papel vital no mercado de energia, sendo responsável por diversas funções, que vão desde a gestão do fluxo de energia na comunidade até a comercialização de energia no mercado local, otimizando todos esses processos em pro da CEL (Gruber; Bachhiesl; Wogrin, 2021). O uso de agregadores é uma boa forma de facilitar a formação de CELs no SDEE.

As transações de energia das CELs no mercado local podem ser impactadas por limitações técnicas na infraestrutura associadas ao desenho clássico da rede, restringindo assim a plena utilização de energia renovável no SDEE. Essas limitações dificultam a integração e operação eficiente da energia proveniente das CELs, afetando sua participação no mercado local de energia. Diferentes abordagens têm sido adotadas para lidar com esses problemas sem atualizar a infraestrutura do sistema. Uma dessas abordagens é o uso de controle avançado da rede, que gerencia os impactos dos REDs das CELs na distribuição de energia, incorporando resposta à demanda, flexibilidade de REDs e gerenciamento ativo da rede (Martinez Cesena; Mancarella, 2014; Ochoa; Dent; Harrison, 2010; Tavares; Soares, 2020; Xavier; Bekker; Chihota, 2021). Além disso, estratégias que envolvem o armazenamento de energia, veículos elétricos e outras técnicas de controle de tensão foram exploradas como parte integrante dessas soluções (Aghajan-Eshkevari *et al.*, 2022; Brenna *et al.*, 2021; Gu *et al.*, 2017; Li *et al.*, 2021; Menghwar *et al.*, 2024). Essas abordagens, que priorizam a otimização da infraestrutura de rede existente e dos ativos conectados em vez de buscar uma atualização física do SDEE, são definidas como estratégias de reforço suave (Waswa; Chihota; Bekker, 2023).

Destacar a relevância dessas abordagens para a operação dinâmica, flexibilidade e resiliência nas redes ativas é crucial, uma vez que buscam aprimorar a capacidade da rede em operar com a participação de diferentes REDs, mantendo simultaneamente um desempenho técnico aceitável conforme os padrões estabelecidos de qualidade no fornecimento de energia e carga dos equipamentos (Abideen; Ellabban; Al-Fagih, 2020; Jaglal; Marnewick; Van Vuuren, 2023; Meunier *et al.*, 2021). O atrativo das opções de reforço suave reside em sua adaptabilidade às constantes mudanças das redes, mas a natureza temporária levanta preocupações sobre sua capacidade de otimizar completamente a utilização da rede dentro das restrições existentes.

A medida que a capacidade fornecida por essas abordagens para operar o SDEE se aproxima de seus limites, a atualização da infraestrutura primária da rede torna-se uma prioridade para os planejadores de rede. As estratégias que implicam alterações

substanciais e estruturais nos ativos de rede, buscando alcançar uma capacidade mais elevada, são conhecidas como estratégias de reforço forte. Isso envolve o reforço de condutores (recondutoramento) e melhorias na capacidade térmica dos transformadores (Chun-Lien Su; Hsiang-Ming Chuang, 2014; Ismael *et al.*, 2018; Koutsoukis; Georgilakis; Hatziargyriou, 2018a; Waswa; Chihota; Bekker, 2022). Dito isso, o planejamento proativo para redes futuras requer uma abordagem abrangente na seleção ou substituição de componentes primários do SDEE, como condutores e transformadores, levando em consideração as implicações de longo prazo.

A seleção ótima do condutor (SOC) desempenha um papel crucial nas estratégias de reforço forte, sendo determinante para o desempenho técnico da rede em aspectos como tensão, carga térmica, segurança e eficiência de distribuição. Esses fatores técnicos, por sua vez, estabelecem a capacidade de carga, qualidade de serviço e confiabilidade da rede. Assim, uma seleção de condutores inadequada pode comprometer a operação, significando que a demanda dos usuários não será atendida, além de reduzir a confiabilidade e a eficiência da rede (Abdelaziz; Fathy, 2017). A abordagem clássica utilizada para a SOC ao longo de um horizonte de planejamento garante que a rede possa atender às atuais e futuras demandas do sistema, reduzindo as perdas térmicas e otimizando os custos de investimento; antigamente esse planejamento era feito de forma centralizada com todas as informações disponíveis (Lakervi; Holmes, 2003).

No entanto, à medida que é incorporada uma maior percentagem de REDs, surgem incertezas operacionais e de planejamento em aspectos-chave da SOC incluindo a estimativa da magnitude de carga, previsão e localização (cujas características estão em constante mudança devido à adoção de novas tecnologias), além da integração de novas estruturas dentro do sistema. Portanto, é crucial que o processo de SOC evolua para garantir a seleção ideal dos condutores ao longo do horizonte de planejamento (Chihota; Bekker, 2020). Esse processo desempenha um papel central no desenvolvimento de novos projetos de eletrificação, especialmente considerando a inclusão de CELs ou outras estruturas com fontes distribuídas dentro do SDEE.

Um ponto relevante a ser considerado é a crescente adoção da geração de energia por sistemas FV nas CELs em todo o mundo (Awad; Gül, 2018). Esse aumento na adoção da energia solar pode ser atribuído à notável redução nos custos dos painéis FV e ao aumento da eficiência desses painéis, alcançando até 39,2% no ano 2020 (Geisz *et al.*, 2020). Essa evolução indica que os painéis fotovoltaicos têm um potencial expressivo para se tornarem uma das principais fontes de geração de energia nas CELs. Nesse

contexto, os sistemas FV adquiridos por residências ou pela comunidade como um todo podem ser instalados em terrenos ou telhados, não apenas para atender à demanda elétrica local, mas também para vender o excedente na rede e obter benefícios (Lazdins; Mutule; Zalostiba, 2021).

Assim ao planificar essas novas redes de distribuição ativas onde estejam incorporadas CELs, os fluxos totais de potência têm que manter o equilíbrio entre a potência extraída e a potência injetada na rede pelas cargas e a GD das CELs, respectivamente. O desempenho do planejamento da rede pode ser avaliado por meio de vários indicadores, como carga térmica, qualidade de tensão e confiabilidade da fonte de alimentação. Portanto, o principal foco da SOC no planejamento da rede de distribuição é dimensionar os condutores que atendem aos fluxos totais de energia, ao mesmo tempo em que atendem às restrições de investimento, qualidade de fornecimento e transações de energia nos mercados. Esse objetivo visa a otimização do desempenho global do sistema no horizonte de planejamento, garantindo eficiência e confiabilidade ao incorporar e operar as CELs. Durante as interações dinâmicas entre as CELs, a rede ou outras estruturas no sistema elétrico, busca-se manter um desempenho eficaz e seguro, assegurando uma integração eficiente das fontes de energia renovável. Isso se traduz em uma maior flexibilidade no mercado elétrico, promovendo transações de energia mais eficientes e sustentáveis entre os diversos participantes do sistema. Por isso, são necessárias novas ferramentas baseadas em otimização para planejar e operar o SDEE de forma segura, confiável e econômica, de modo que a rede seja suficientemente robusta e flexível para a integração das CELs no horizonte de planejamento (Rupolo *et al.*, 2021).

Na literatura, para evitar que restrições técnicas da rede sejam violadas durante as transações de energia, diferentes tipos de soluções a curto prazo têm sido implementados. No entanto, nenhuma dessas soluções avalia a longo prazo a quantidade de energia renovável excedente das CELs que não está sendo aproveitada devido às restrições técnicas da rede. Além disso, não se considera o aumento da capacidade instalada em cada CELs em um horizonte de planejamento, dada a capacidade que esta tem de incorporar novas fontes de GD. Portanto, esta pesquisa propõe o fortalecimento da rede levando em consideração a incorporação das CELs e as transações de energia no mercado local, o que permitirá reduzir a compra de energia produzida pela queima de combustíveis fósseis e maximizar a utilização de energia renovável produzida pelas CELs na rede. Para isso, propõe-se resolver o problema de SOC a fim de identificar possíveis melhorias na

rede que permitam aproveitar ao máximo a energia excedente produzida pelas CELs no horizonte de planejamento.

Nesta Dissertação, é apresentado um novo método baseado em uma formulação de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) para resolver o problema de SOC considerando a integração das CELs no SDEE. O fluxo de potência é modelado mediante a injeção de correntes. A operação de estado estável do SDEE é representada utilizando as partes real e imaginária das tensões e correntes nas barras e circuitos, respectivamente. Técnicas de linearização são aplicadas a um modelo de Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM) para obter a formulação de PLIM proposta. A solução ótima do modelo é encontrada utilizando *solvers* comerciais, que podem garantir a solução ótima para modelos de PLIM. Na formulação proposta, também são consideradas as limitações operacionais. Também são apresentadas três abordagens focando distintos objetivos para resolver o problema de SOC considerando CELs, as quais são derivadas do modelo inicial. Assim, uma visa a minimização da compra de energia na subestação pelo OSD, que seria abordagem clássica sendo os custos de investimentos associados à concessionária; a seguinte busca maximizar o benefício das comunidades energéticas ao trocar energia com o OSD ou outras comunidades, sendo um agregador o responsável por gerenciar as interações comerciais das CELs. Adicionalmente, apresenta-se uma proposta baseada em jogos cooperativos para a distribuição dos custos de investimento a partir dos benefícios obtidos derivados do reforço da infraestrutura, mediante o uso do valor de Shapley. Essa abordagem ganha destaque, em comparação com as propostas adotadas na literatura, pois os investimentos na infraestrutura geralmente são atribuídos exclusivamente às concessionárias de energia.

1.1 OBJETIVOS

Os objetivos principais da pesquisa são os seguintes:

- Implementar de um método de otimização para o problema de SOC em sistemas de distribuição considerando a integração das CELs;
- Analisar o incremento nas transações de energia das comunidades com o OSD ou com outras CELs;
- Abordar o problema de SOC com base aos diferentes objetivos do OSD como das CELs;

- Implementar um método baseado na teoria de jogos para a alocação justa de investimentos;
- Avaliar as soluções encontradas pelos modelos para verificar a robustez e eficácia da proposta.

1.2 CONTRIBUIÇÕES

Baseado na revisão bibliográfica realizada, o trabalho proposto neste documento possui as seguintes contribuições:

- Um novo método para resolver o problema de SOC que leva em consideração as CELs em sistemas de distribuição. O método é baseado em uma formulação de PLIM modelada mediante as injeções de correntes que oferece a solução ótima para o problema.
- A apresentação de um modelo para o planejamento ótimo do SDEE que considera as transações de energia das CELs com o OSD e outras comunidades em um horizonte de planejamento.
- Um modelo que permite maximizar os benefícios obtidos das transações de energia das CELs dentro da rede mediante a SOC, visando a utilização das fontes renováveis no SDEE.
- Um novo método baseado na teoria de jogos cooperativos onde é utilizado o valor de Shapley para distribuir os custos de investimentos de forma equitativa entre as CELs levando em consideração os benefícios líquidos obtidos.
- Três abordagens diferentes para o problema de SOC, visando o uso da energia renovável produzida pelas CELs

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Este trabalho está organizado da seguinte forma:

- No Capítulo 2 é apresentado uma revisão do problema de SOC em redes ativas, identificando os diferentes métodos utilizados para resolver o problema;
- No Capítulo 3 é apresentado um estudo das CELs;
- No Capítulo 4 é introduzida a importância da teoria dos jogos e o conceito de valor de Shapley nos sistemas de energia;

- No Capítulo 5 é apresentado o problema para SOC considerando a integração das CEL em conjunto com a linearização do seu modelo de PNLIM, assim depois são apresentadas as abordagens do problema focando nos benefícios das comunidades assim como um método para a divisão de investimentos entre as CELs em função dos seus benefícios.
- No Capítulo 6 são apresentados os resultados de testes feitos a fim de avaliar os modelos propostos;
- Finalmente, no Capítulo 7 são apresentadas as conclusões desta pesquisa.

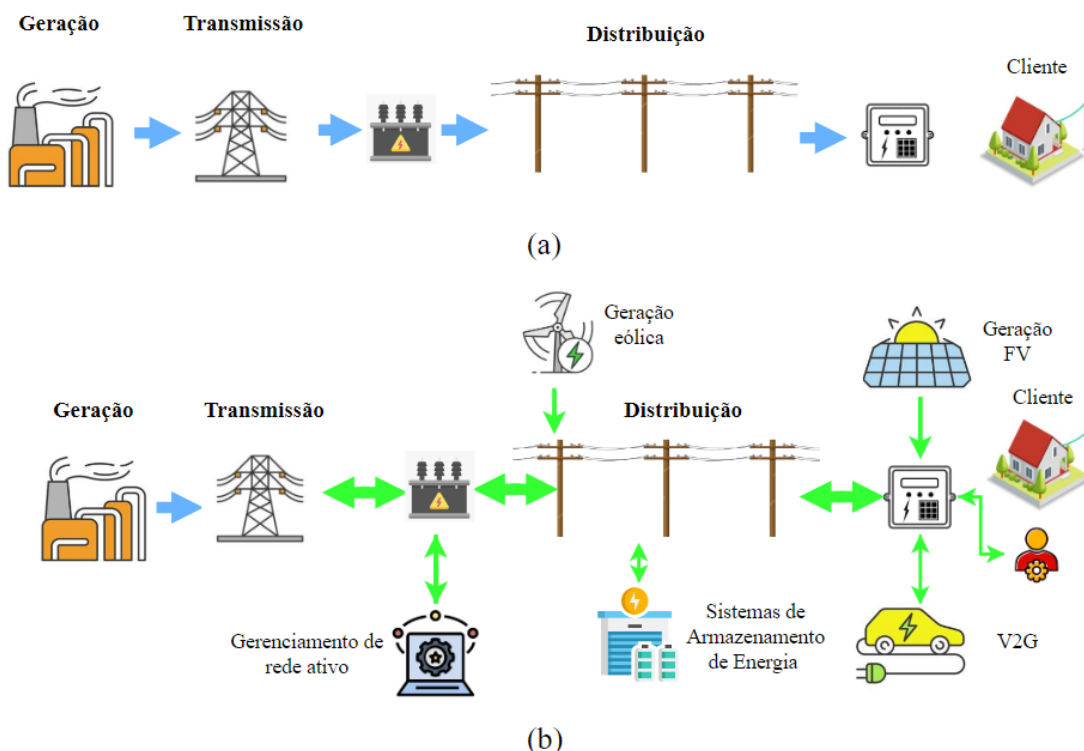
2 REVISÃO DO PROBLEMA DE SOC NO PLANEJAMENTO DE UMA REDE ATIVA

Na literatura, o problema de SOC é abordado como um subproblema da expansão do SDEE, caracterizado por propriedades não lineares e não convexas que o tornam difíceis de resolver (Franco *et al.*, 2013; Lavorato *et al.*, 2012; Montoya; Garces; Castro, 2018). O problema consiste em selecionar o tamanho ótimo do condutor em cada circuito do sistema, a partir de um conjunto disponível, geralmente tendo como objetivo a minimização dos custos de investimento e das perdas de energia (Franco *et al.*, 2013). Deve-se destacar, que o tamanho do espaço de solução torna-se exponencial em função do número de bitolas disponíveis e do número de linhas da rede, o que implica que técnicas de otimização poderosas devem ser necessárias para resolver o problema com um esforço computacional razoável (Montoya; Gil-González; Grisales-Noreña, 2021).

Nos últimos anos, impulsionadas por vários fatores técnicos e ambientais, as redes de distribuição passivas tradicionais têm evoluído para redes ativas modernas, incorporando REDs, conforme ilustrado na Figura 1. Com essa transição para um novo cenário de rede ativa, os objetivos iniciais do problema de SOC também evoluem. Nesse contexto, os objetivos podem abranger a otimização da capacidade de múltiplos REDs, considerando também os modelos de mercado na rede derivadas destas energias. A consequente seleção de condutores é, portanto, direcionada para atender tanto aos requisitos associados à carga quanto aos REDs, considerando também os modelos de mercado na rede.

Essa transição na rede apresenta desafios substanciais para os planejadores de sistemas de distribuição. Consequentemente, a abordagem para resolver o problema de SOC deve evoluir para garantir que a escolha dos condutores seja ótima ao longo do horizonte de planejamento. Dada a importância crítica dessa seleção, uma escolha inadequada dos condutores pode comprometer significativamente a operação do sistema, impactando diretamente o desempenho técnico da rede em termos de tensão, carga térmica, segurança e eficiência na distribuição de energia (Abdelaziz; Fathy, 2017). Este processo é também fundamental para o desenvolvimento de novos projetos de electrificação dentro do SDEE.

Figura 1– Ilustração de um SDEE passivo e ativo: (a) SDEE tradicional (b) SDEE ativo moderno.



Fonte: Adaptado de Zare (2018)

2.1 MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO UTILIZADOS PARA O PROBLEMA DE SOC EN REDES ATIVAS

Nesta seção, apresentam-se os resultados de estudos que resolveram o problema de SOC, além de trabalhos relacionados ao planejamento do sistema de distribuição, os quais também tratam das questões do SOC e reforço de condutores, no âmbito do problema de SDEE ativos. Essa interligação entre a resolução do SOC e as considerações de reforço de condutores dentro do contexto dos SDEE ativos destaca a abordagem holística e abrangente para otimizar o desempenho e a eficiência desses sistemas.

Na literatura, diversos métodos foram propostos para lidar com o problema do SOC em redes ativas, utilizando uma ampla gama de abordagens, tais como técnicas de otimização matemática, estocástica, estatística e abordagens não convencionais, também conhecidas como algoritmos heurísticos modernos. Essas técnicas podem ser agrupadas em duas categorias principais: algoritmos matemáticos (exatos) e heurísticos. No contexto geral, enquanto os algoritmos exatos demonstram um desempenho superior em comparação com as abordagens heurísticas ao buscar soluções ótimas, é crucial explorar a diversidade dessas metodologias para encontrar a mais adequada a diferentes cenários de sistemas de distribuição. Essa compreensão abrangente das abordagens disponíveis

contribui para o avanço contínuo na resolução eficaz dos desafios relacionados ao SOC e ao reforço de condutores no SDEE.

2.1.1 Algoritmos heurísticos modernos

Ismael *et al.* (2018) abordaram o problema de capacidade de hospedagem por meio da meta-heurística conhecida como enxame de salpas. Esta abordagem discute a viabilidade de conectar unidades de GD com vários níveis de penetração em locais incertos dentro do SDEE. O objetivo é selecionar um conjunto de condutores que reforcem a rede, permitindo o aumento da capacidade de hospedagem. Além disso, os autores propuseram um índice de sensibilidade que auxilia o operador do SDEE a determinar de maneira simples e eficaz quais alimentadores precisam de reforço, com base nas capacidades de investimento disponíveis. Nas simulações apresentadas, revelou-se que para baixos níveis de penetração de GD, as soluções de reforço de rede são econômicas em comparação com a implementação de outros equipamentos, como controle de tensão usando o transformador com comutador de derivação com carga. Um método semelhante foi empregado por Chhetri *et al.* (2021), onde diferentes cenários de penetração distribuída foram considerados. Neste caso, tanto uma abordagem convencional de SOC quanto a estratégia de reforço do alimentador foram realizadas por meio do algoritmo SALP, visando aumentar a capacidade de hospedagem da rede. Por outro lado, Zhao *et al.* (2019) desenvolveram uma abordagem de otimização híbrida para o problema de SOC em uma rede de distribuição com alta penetração de GD, empregando um Algoritmo Genético (AG) adaptativo para minimizar o custo total de aquisição de energia durante os períodos de operação esperados.

O estudo realizado por Goli *et al.* (2022) propõe uma metodologia em duas etapas para otimizar a alocação de carregadores de veículos elétricos em residências, focalizando-se no reforço de condutores eficiente dos sistemas de distribuição. Utilizando o algoritmo de polinização de flores (FPA), a primeira etapa visa reforçar os condutores do sistema de distribuição radial, minimizando as perdas anuais de energia com custo otimizado de condutores. A abordagem FPA mostrou melhorias substanciais no perfil de tensão e redução de perdas de potência real em comparação com métodos convencionais e algoritmos baseados em otimização por enxame de partículas (PSO). Na segunda etapa, a alocação de carga para veículos elétricos é realizada de forma heurística, utilizando parte das economias anuais obtidas com o reforço de condutores.

Falaghi e Singh (2010) abordaram o problema de SOC em sistemas de distribuição integrando geradores de energia eólica. A natureza intermitente e probabilística da potência injetada por cada gerador no sistema complica a escolha adequada dos condutores. O método proposto utiliza uma avaliação probabilística em conjunto com um AG como uma ferramenta de solução para modelar o comportamento variável do sistema e procurar a solução ideal para o dimensionamento dos condutores. Gampa *et al.* (2022) propuseram um inovador algoritmo de polinização de flores, fundamentado na otimização de Pareto, para abordar eficientemente o problema de SOC. Este algoritmo, aplicado em um SDEE urbano, considera não apenas o reforço dos condutores, mas também a integração de GD solar e a localização ótima de capacitores shunt. O método é implementado por meio de um modelo matemático mono objetivo, do tipo não linear inteiro misto, que visa minimizar o custo de investimento em condutores e o custo anual das perdas de energia, levando em conta diferentes fatores de carga. Comparado com a abordagem convencional baseada em PSO e os algoritmos PSO Pareto, o método proposto demonstra um desempenho superior, resultando em melhorias significativas no desempenho do sistema de distribuição e em economias anuais.

Koutsoukis *et al.* (2022) abordaram o problema de SOC dentro do planejamento da expansão do SDEE em várias etapas para definir o condutor ideal em cada circuito, que considera diferentes alternativas de planejamento, a gestão ativa das unidades de GD e a resposta à demanda no contexto das redes de distribuição ativa, onde a solução é encontrada utilizando um AG e um modelo de PNLM. No âmbito do planejamento, o estudo realizado por Hemmati *et al.* (2015) não apenas aprimora o reforço dos condutores, mas também faz a seleção otimizada de condutores em novos segmentos a serem construídos. Uma abordagem metodológica inovadora é empregada, combinando diversos aspectos práticos na planificação da expansão do SDEE. Dentre esses aspectos, incluem-se a consideração de incertezas, a presença de GD, o crescimento da carga, as dinâmicas do mercado de eletricidade e a expansão progressiva em diferentes estágios, todos incorporados de maneira integral no processo de planejamento. Para resolver o problema, são empregadas duas técnicas de otimização: a técnica de otimização por PSO e o AG. Ao comparar essas abordagens, observa-se que o algoritmo PSO demonstra um desempenho superior, conduzindo a um plano de menor custo.

2.1.2 Modelos Matemáticos

Uma inovadora abordagem estocástico-probabilística, desenvolvida por Waswa *et al.* (2021), foi proposta para abordar a SOC no projeto de novos sistemas de eletrificação de distribuição com penetração de RED. Essa abordagem inovadora leva em consideração a combinação de diversas fontes de incerteza, incluindo a estocasticidade das cargas dos clientes, a intermitência das exportações e importações de RED, bem como a incerteza associada à localização e capacidade dos futuros sistemas de RED. A abordagem demonstra a importância de integrar uma avaliação de impacto da rede no processo de SOC para fornecer um projeto robusto para um alimentador de distribuição ativo que possa hospedar o desejado nível de PV.

Chihota e Bekker (2020) também avaliaram os requisitos para planejamento de redes de distribuição com penetração de RED, onde o dimensionamento dos condutores é realizado utilizando uma ferramenta de fluxo de carga probabilístico baseada na transformada Herman beta estendida. Métodos exatos para o problema de SOC em redes ativos também são explorados, Waswa *et al.* (2022) demonstraram a aplicação de uma abordagem de redimensionamento de condutores baseada na incerteza no reforço de redes elétricas de baixa tensão com alta penetração de veículos elétricos. Assim, Montoya *et al.* (2021) abordaram o problema de SOC em redes de distribuição de corrente contínua com topologia radial, utilizando um modelo de PNLIM integrando um conjunto de restrições relacionadas com a estrutura telescópica da rede, o que permite reduzir custos de instalação.

Por outro lado, Koutsoukis *et al.* (2018b) apresentaram um método de planejamento coordenado em vários estágios para redes de distribuição ativas, o problema é modelado como um problema de PNLIM o qual otimiza, de forma coordenada, múltiplas alternativas de planejamento, ou seja, reforço das subestações e linhas de distribuição existentes, expansão da rede, bem como colocação de capacitores e reguladores de tensão em conjunto com a gestão ativa da GD. Ortiz *et al.* (2019) formularam um modelo de Programação Cônica de Segunda Ordem Inteira Mista que permite determinar ações de planejamento, como o reforço de subestações existentes, a substituição de condutores em alimentador sobrecarregados, bem como a localização e o dimensionamento de unidades eólicas renováveis de GD. Um modelo de PLIM foi proposto por Zare (2018) para o planejamento integrado de expansão de redes de distribuição e GD, onde o problema de SOC também é tratado.

Nos sistemas de distribuição com alta penetração de geração renovável, é preciso alocar condutores adequados para diferentes ramais segundo a injeção de potência das unidades de GD. Portanto, espera-se que os condutores selecionados tenham capacidade de transporte de corrente suficiente para satisfazer o pico de saída da GD instalada. Além disso, é importante mencionar que dentro dos trabalhos revisados, o reforço é umas das principais soluções para permitir a adoção de GD em sistemas onde a rede foi desenhada seguindo o paradigma de rede passiva.

Em geral, a escolha do método de otimização adotado é guiada por vários fatores, incluindo sua velocidade de convergência e a capacidade da abordagem de atingir um ótimo global; outros fatores adicionais que influenciam a escolha do método de otimização são:

- A complexidade e o tipo do problema de otimização;
- Eficiência computacional;
- Número e tipo de variáveis de decisão;
- Precisão necessária.

O desempenho ideal da rede e a escolha dos componentes da rede de distribuição são influenciados por múltiplos objetivos que impactam a seleção dos condutores nas redes de distribuição. Esses objetivos podem ser categorizados como técnicos e econômicos. Os objetivos técnicos concentram-se nas características desejadas e na capacidade de desempenho técnico da rede, visando garantir sua confiabilidade e eficiência. Por outro lado, os objetivos econômicos buscam otimizar a relação custo-eficácia do sistema, considerando tanto os investimentos de capital quanto os custos operacionais. Neste documento é utilizado um modelo de PLIM, que define o reforço da rede utilizando condutores com o fim de aumentar as transações de energia provenientes da GD nas CELs, assim também o problema é avaliado considerando três diferentes objetivos.

3 ESTUDO DAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS LOCAIS

A definição de CEL conforme o proposto por Dobrin *et al.* (2023), pode ser desdobrada em dois termos distintos: “comunidade local” e “comunidade energética”. O termo “local” refere-se a uma área específica delimitada por critérios bem estabelecidos, podendo estar situada espacialmente em qualquer lugar. Essa designação não implica necessariamente na operação isolada de uma comunidade e não se restringe exclusivamente a consumidores em áreas isoladas da rede elétrica principal. Assim, uma comunidade energética representa uma integração de diversas iniciativas coletivas relacionadas à energia, abrangendo atividades como geração, distribuição, fornecimento, agregação, consumo, compartilhamento, armazenamento de energia, eletro mobilidade e prestação de serviços relacionados à energia. Essas ações envolvem a participação de um grupo de membros locais ou partes interessadas, que desempenham papéis ativos na tomada de decisões e contribuem para o desenvolvimento e operação eficientes da comunidade energética, em busca de benefícios sociais, econômicos e ambientais, por meio do engajamento em atividades relacionadas ao setor energético (Caramizaru; Uihlein, 2020).

As CELs estão recebendo grande atenção como o próximo passo no movimento de *prosumidores*, sendo essas estruturas emergentes elementos-chave na transição energética; por isso, a União Europeia estabeleceu as CELs no centro de sua estratégia energética. Assim, as CELs estão ganhando relevância a medida que as regulamentações transpõem as diretivas da União Europeia e os consumidores finais se envolvem mais ativamente nos processos de produção e fornecimento de energia. A União Europeia fornece diretrizes que os estados membros devem seguir em suas legislações nacionais, definindo os conceitos e funções de autoconsumo individual, autoconsumo coletivo e comunidades de energia renovável, destacando o conceito de negociação direta P2P entre participantes do mercado local (Bauwens *et al.*, 2022).

A participação em uma comunidade energética local oferece aos consumidores de energia a oportunidade de reduzir os custos relacionados à energia. Essa redução é viabilizada por meio de investimentos em projetos energéticos comunitários, capazes de gerar receitas, ou pela participação ativa na construção de ativos próprios, tornando-se *prosumidores*. Essas comunidades focam predominantemente em fontes de energia renovável, contribuindo significativamente para o processo de descarbonização. Ao

integrar uma CEL, tanto consumidores quanto produtores podem otimizar a exploração da energia primária local (Koirala *et al.*, 2016b).

Além disso, as CELs promovem a participação ativa dos cidadãos em decisões comunitárias, fomentando o envolvimento dos consumidores no setor energético e proporcionando uma compreensão mais aprofundada da eficiência energética e como ela pode ser aprimorada. A participação em uma CEL também viabiliza a criação de novos mercados energéticos, contribuindo para a competição e, conseqüentemente, reduzindo os preços da energia. No contexto das CELs que formam microrredes, há um aumento na segurança do fornecimento de energia aos consumidores, com a redução tanto do número quanto da duração dos cortes de energia.

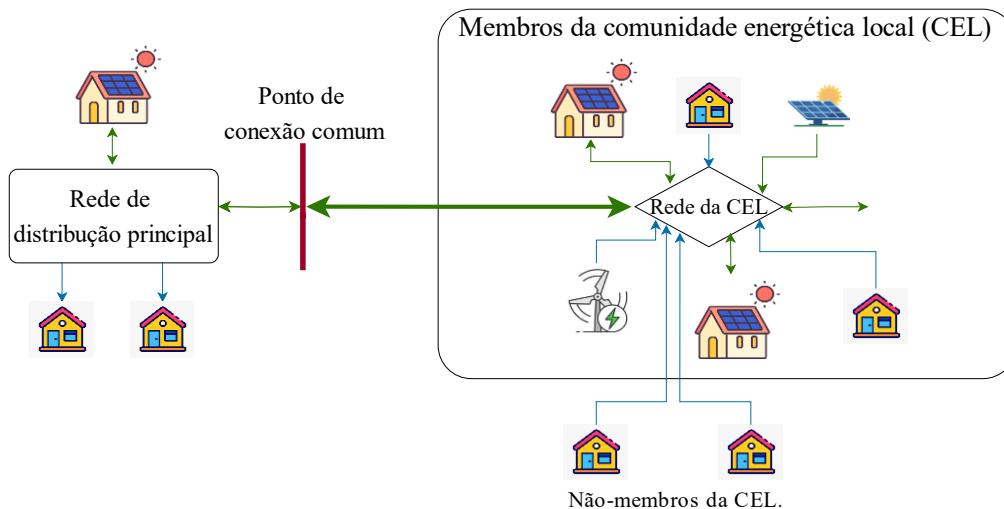
É crucial ressaltar que tanto as microrredes quanto as CELs desempenham papéis distintos na transição para a energia verde. As microrredes concentram-se principalmente nos aspectos técnicos, representando uma estrutura que visa a eficiência operacional. Por outro lado, as CLEs são formas de organização que enfatizam a propriedade e o controle de diversos projetos relacionados ao setor energético. Em outras palavras, as microrredes são uma atividade específica que uma CEL pode realizar em determinado momento. As CELs que formam microrredes têm o potencial de aprimorar a segurança no fornecimento de energia para os consumidores, resultando na redução tanto do número quanto da duração dos cortes de energia.

Assim as CELs têm-se mostrado como estruturas valiosas que contribuem para aumentar o bem-estar local e ambiental (Lode *et al.*, 2022; Zapata Riveros; Kubli; Ulli-Beer, 2019). Van Der Schoor e Scholtens (2015; 2015) destacaram que o sucesso das CELs depende tanto do apoio de atores estabelecidos e de um ambiente regulatório favorável, quanto do compromisso local. Além disso, o suporte governamental é fundamental para garantir a viabilidade e rentabilidade dessas comunidades de *prosumidores* (Dóci; Vasileiadou, 2015).

A Figura 2 apresenta, de forma esquemática, um modelo básico que ilustra a integração de uma CEL nas atuais redes elétricas, levando em consideração as definições e características específicas da CEL (Cornélusse *et al.*, 2019; Dobrin *et al.*, 2023; Sousa *et al.*, 2019). A representação visual destaca uma CEL composta *prosumidores* e consumidores locais, todos conectados à rede elétrica por meio de um ponto de acoplamento comum. Uma característica fundamental de uma CEL é a participação voluntária de seus membros. Isso implica que, ao formar uma nova CEL, alguns

consumidores nas imediações podem escolher não aderir, sendo então referidos como “não-membros” da CEL (Caramizaru; Uihlein, 2020).

Figura 2 – Esquema de uma CEL conectada na rede.



Fonte: Adaptado de Dobrin *et al.* (2023)

3.1 VANTAGENS PARA CONSUMIDORES E *PROSUMIDORES* NA CEL

Ao optar por integrar uma CEL, consumidores e produtores colaboram para explorar de maneira mais eficaz os recursos de energia primária disponíveis localmente. Essa abordagem não só beneficia financeiramente os participantes, mas também contribui para a construção de um modelo energético mais ecológico e descentralizado. Outra vantagem crucial associada à participação em uma CEL é a criação de laços comunitários sólidos, promovendo a cooperação e o compartilhamento de conhecimento sobre práticas sustentáveis de consumo e produção de energia. Essas comunidades não se limitam apenas a uma lógica de redução de custos, mas estabelecem uma plataforma para a troca de ideias e o apoio mútuo na busca por soluções energéticas inovadoras e amigáveis ao meio ambiente. Assim, ao integrar uma CEL, os consumidores não apenas experimentam benefícios financeiros tangíveis, mas também se tornam parte ativa de um movimento coletivo em pro de práticas energéticas mais sustentáveis e socialmente engajadas. (Koirala *et al.*, 2016a).

Muitos benefícios são associados às CELs, incluindo o aumento da conscientização pública sobre as energias renováveis, a promoção da aceitação da transição energética, o fomento da autossuficiência, a redução da dependência das redes nacionais e a promoção da sustentabilidade (Brummer, 2018; Koirala *et al.*, 2016b; Van der Schoor; Scholtens, 2015; Zapata Riveros; Kubli; Ulli-Beer, 2019). Os *prosumidores*,

desempenhando o papel multifacetado de consumidores e produtores de energia, encontram nas comunidades energéticas um horizonte repleto de vantagens estratégicas e financeiras. Ao integrarem esses ecossistemas, esses participantes têm a oportunidade de explorar e contribuir para a criação de novos mercados energéticos, diversificando assim suas fontes de renda. Além disso, ao se envolverem em modelos de negócios inovadores, como a participação em centrais elétricas virtuais, os *prosumidores* podem não apenas otimizar seus próprios ganhos, mas também desempenhar um papel ativo na transformação do setor energético para uma abordagem mais dinâmica e sustentável.

Os *prosumidores*, participando ativamente das comunidades energéticas, são protagonistas de uma transformação significativa nos mercados de energia. Duas modalidades inovadoras que emergem desse cenário são os mercados P2P e peer-to-community (P2C). No modelo P2P, os *prosumidores* têm a capacidade de negociar energia diretamente entre si, valendo-se de plataformas de software especializadas. Essa abordagem descentralizada possibilita uma interação mais direta e eficiente entre os membros da comunidade, fomentando relações mais próximas e trocas energéticas personalizadas. Por outro lado, o mercado P2C expande a dinâmica colaborativa ao permitir que as comunidades energéticas realizem transações energéticas tanto internamente, entre seus membros, quanto externamente, interagindo com a rede principal. Essa configuração de mercado requer a presença crucial de um agregador responsável por gerenciar e facilitar as transações, garantindo uma operação fluida e transparente (Kean Yew; Flynn, 2021).

Esse novo paradigma de trocas energéticas não apenas fortalece a independência energética das comunidades, mas também promove uma gestão eficaz e sustentável dos recursos. Essas modalidades de mercado refletem o dinamismo e a inovação impulsionados pelas comunidades energéticas, proporcionando aos *prosumidores* oportunidades diversificadas de participação e colaboração.

3.2 DESAFIOS DAS CELs

A implementação bem-sucedida de CEL enfrenta desafios significativos, que abrangem desde a aceitação até questões legais e técnicas. O principal obstáculo, que precede até mesmo o início da implementação, é a necessidade de garantir a aceitação e compreensão efetiva por parte dos cidadãos envolvidos. O entendimento e o consenso entre os membros são fundamentais para colaborar eficazmente e colher os benefícios

propostos pelas CELs. A falta de acordo entre os participantes pode inviabilizar a implementação dessas comunidades, destacando a importância da comunicação e da construção de consenso desde as fases iniciais. Além disso, o ambiente jurídico é outro desafio crucial a ser superado. A criação de um quadro legal que permita a formação e operação de comunidades energéticas é essencial para viabilizar essas iniciativas. A clareza e a adaptabilidade desse arcabouço legal são determinantes para o sucesso e a expansão das CELs. Por fim, desafios técnicos, como integração eficiente de fontes de energia renovável, gerenciamento da infraestrutura e garantia da segurança energética, também se apresentam como pontos a serem cuidadosamente considerados e endereçados para assegurar uma implementação bem-sucedida das CELs (Di Lorenzo *et al.*, 2022).

A transição de redes passivas para redes ativas coloca sérios desafios aos planejadores de sistemas de distribuição. Por um lado, a capacidade das CELs de injetar diretamente potências ativas e reativas nos nós do sistema leva a fluxos de energia bidirecionais através dos alimentadores de distribuição. Esta questão, se não for adequadamente abordada na fase de projeto, pode afetar negativamente vários aspectos operacionais dos SDEE ativos, especificamente o equilíbrio de potência reativa e a regulação de tensão. Portanto, o novo contexto em que as CELs entram em ação exige o desenvolvimento de métodos de planejamento que incorporem um modelo de rede preciso e que reflita características operacionais realistas do sistema (Jaglal; Marnewick; Van Vuuren, 2023).

Por outro lado, a integração em larga escala de GD renovável nas CELs introduz desafios significativos. As injeções de energia nodal provenientes de fontes renováveis são intermitentes e altamente voláteis, sendo a implementação de programas de resposta à demanda uma complicação adicional para a previsibilidade a longo prazo do crescimento da carga. Além disso, a operação coordenada de unidades de GDs e sistemas de armazenamento reduz o pico de carga, mitigando o impacto do aumento da demanda e adiando, inicialmente, a necessidade de reforços na rede. No entanto, é crucial considerar o crescimento contínuo das REDs na rede, o que eventualmente exigirá investimentos adicionais nos equipamentos do sistema. Esses fatores introduzem uma grande incerteza no processo de planejamento dos SDEEs ativos. Portanto, é imperativo desenvolver abordagens eficazes para modelar adequadamente as principais fontes de incerteza, garantindo uma transição bem-sucedida para os SDEEs ativos.

4 TEORIA DOS JOGOS

A teoria dos jogos, inicialmente desenvolvida e apresentada pelos matemáticos Von Neumann e Morgenstern em 1944, é um ramo essencial das matemáticas aplicadas. Essa teoria fornece uma linguagem formal para representar e analisar situações interativas, onde diversos tomadores de decisão racionais independentes, denominados jogadores, executam ações que influenciam uns aos outros. Essa estrutura teórica viabiliza a exploração da tomada de decisões aprimorada entre as partes interessadas, buscando compreender como diferentes agentes podem otimizar suas escolhas em contextos nos quais suas ações estão interligadas (Von Neumann; Morgenstern, 2004).

Ao longo de mais de meio século, a teoria dos jogos passou por uma evolução significativa e encontrou aplicações destacadas em disciplinas tão diversas como economia, biologia, política e engenharia, o que a torna uma ferramenta muito poderosa na modelagem e análise de situações muito complexas em diversas disciplinas (Abdel-Raouf; Elsisy; Kelash, 2020; Myerson Roger B, 1991). Atualmente, a teoria ocupa uma posição vital na análise da tomada de decisões, concentrando-se em cenários de conflito de interesses e na elaboração de estratégias entre os jogadores (He *et al.*, 2020).

A teoria dos jogos clássica pode ser dividida em dois ramos principais: jogos cooperativos e não cooperativos, categorizados de acordo com o nível de racionalidade dos jogadores. Nos jogos cooperativos, os participantes estabelecem relações de colaboração, envolvendo a distribuição de benefícios durante o processo colaborativo e a execução da cooperação conforme condições previamente acordadas (Algaba; Fragnelli; Sánchez-Soriano, 2019; Chalkiadakis; Elkind; Wooldridge, 2012). Por outro lado, nos jogos não cooperativos, os jogadores tomam decisões de maneira independente, sem estabelecer relações cooperativas; aqui, o conceito central é o equilíbrio de Nash, uma solução estratégica estável e fundamental para esta classe de jogos (Wu *et al.*, 2023).

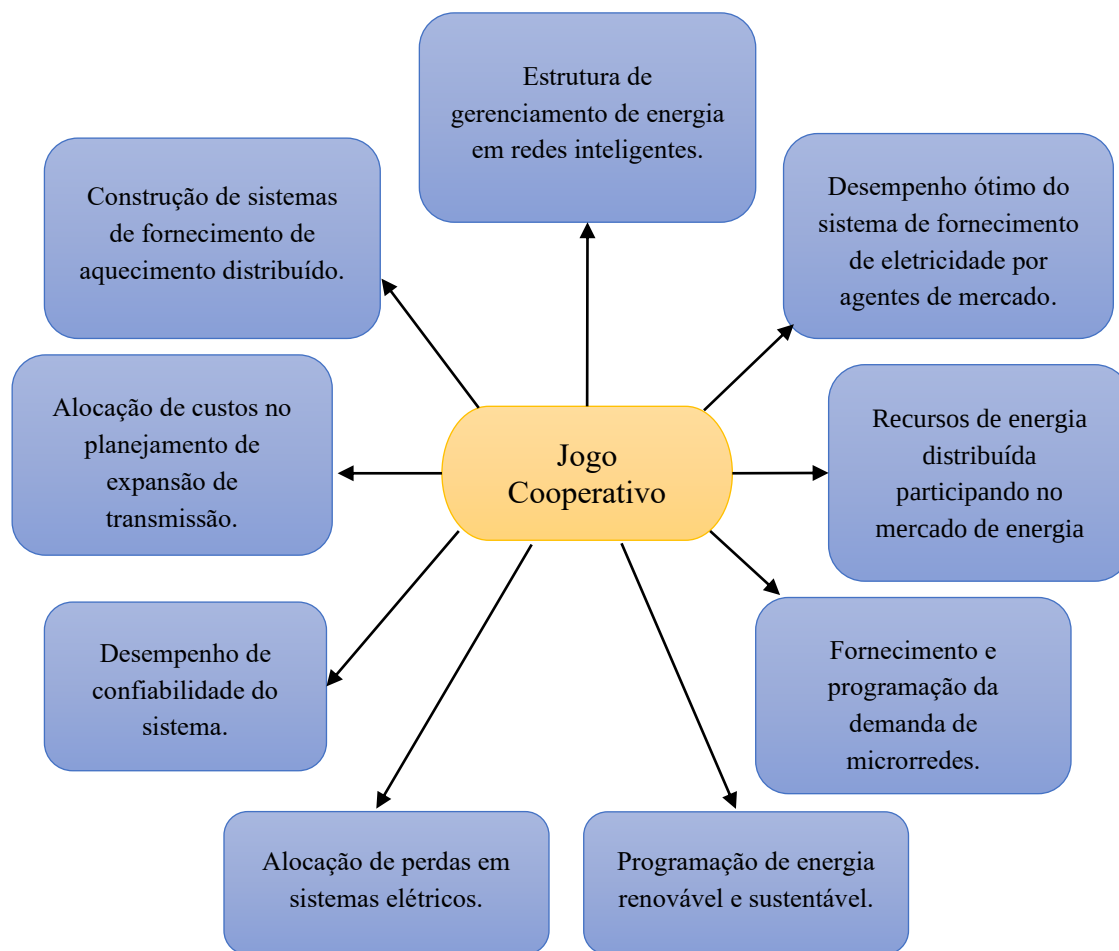
No contexto dos sistemas de energia elétrica, a teoria dos jogos emerge como uma ferramenta essencial para abordar os desafios intrincados nas áreas de planejamento, economia, operações e controle (Navon *et al.*, 2020). Especificamente, as abordagens baseadas na teoria dos jogos de coalizão, que pertencem ao grupo de jogos cooperativos, atraíram considerável atenção dos pesquisadores de sistemas de energia elétrica devido à sua capacidade de atribuir recompensas exclusivamente entre os jogadores, levando em consideração suas contribuições marginais (Abdel-Raouf; Elsisy; Kelash, 2020).

A aplicação dessa teoria torna-se ainda mais premente ao considerar o intrincado equilíbrio entre diferentes formas de energia, onde os diversos jogadores, como mencionado por He *et al.* (2020), buscam maximizar seus interesses. Este cenário complexo, que abrange desde a competição no mercado de energia até a rede de distribuição, exige uma abordagem estratégica que a teoria dos jogos proporciona de maneira única. Além disso, ao contemplar a parte da demanda, onde elementos como residentes individuais, parques industriais e energia distribuída desempenham papéis cruciais, a inclusão desses elementos no jogo se torna vital. Ao integrar empresas de energia e unidades de vendas nesse panorama, a teoria dos jogos proporciona uma visão abrangente e estratégica, contribuindo para soluções otimizadas nos SDEE tanto em sua operação como planejamento.

O foco principal da teoria dos jogos de coalizão é a distribuição de recompensas obtidas pela colaboração dos jogadores. Quando os membros de uma coalizão trabalham em conjunto e tomam medidas coordenadas, a riqueza coletiva ou o valor da coligação aumenta ou diminui frequentemente. Naturalmente, uma questão fascinante e significativa que tem chamado a atenção de muitos matemáticos e cientistas é como distribuir a recompensa coletiva de uma forma equitativa e consistente. O pagamento total ou incentivo de um jogo de coalizão é dividido entre os jogadores usando vários conceitos de solução, sendo os mais utilizados o valor de Shapley, Nucleolus e a solução de negociação de Nash (Gautam; Benidris, 2023).

A teoria dos jogos cooperativos tem sido usada para analisar problemas do sistema de energia, tais como alocação de perdas, alocação ótima de recursos em redes, alocação de custos de expansão de transmissão, estruturas de gerenciamento de energia para redes inteligentes, desempenho de confiabilidade do sistema, gerenciamento e controle de sistemas distribuídos e programação de energias renováveis (Abapour *et al.*, 2020), conforme ilustrado na Figura 3.

Figura 3– Aplicações da teoria dos jogos cooperativos em sistemas de energia.



Fonte: Abapour *et al.* (2020)

Neste trabalho, o foco de análise recai sobre a categoria de jogos cooperativos, que serão utilizados com o objetivo de distribuir de maneira justa os investimentos feitos na rede com reforço em condutores. Esses investimentos serão divididos entre as comunidades, dependendo dos benefícios obtidos ao realizar esse reforço. Propõe-se a distribuição justa dos custos de investimento, considerando os benefícios obtidos pelos jogadores (CEs), por meio da aplicação do valor de Shapley.

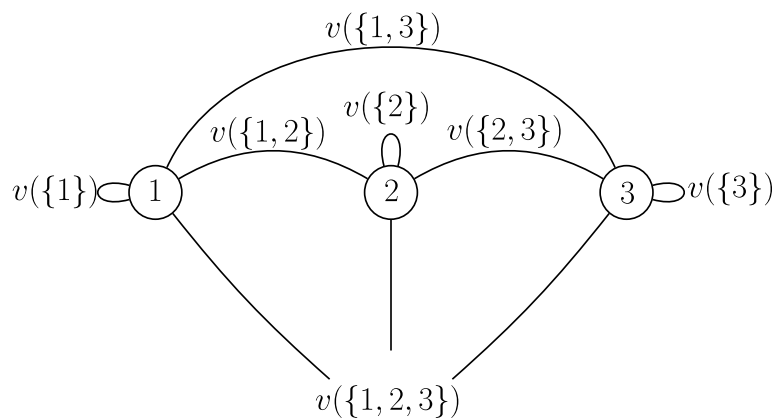
4.1 MODELO DE JOGOS COOPERATIVOS

A teoria dos jogos cooperativos analisa as condições sob as quais coalizões são formadas, a quantidade de utilidade obtida por cada coalizão e como o lucro total é distribuído entre os jogadores. Essa abordagem encontra aplicações em diversas áreas, onde o estudo da formação de alianças ou coalizões é um ponto crucial para aumentar a utilidade dos jogadores da coalizão.

Um dos modelos de jogos cooperativos mais amplamente estudados são jogos de utilidade transferível (UT) usando a forma de função característica. Assim, um jogo de UT é caracterizado pelo fato dos benefícios concedidos aos jogadores não serem exclusivos de um jogador específico. Assim, é possível distribuir livremente a utilidade entre todos os jogadores. Este modelo surpreendentemente simples revela-se rico o suficiente para capturar as propriedades de muitos cenários cooperativos (González-Díaz; García-Jurado; Fiestras-Janeiro, 2010).

Formalmente, um jogo cooperativo de UT é definido pelo par (N, v) , onde: $N = \{1, 2, \dots, n\}$ representa um conjunto finito de jogadores e $L \subseteq N$ uma coalizão de jogadores (subconjunto de N), sendo a maior coalizão possível que inclui todos os jogadores chamada de grande coalizão. A função $v: 2^N \rightarrow \mathbb{R}$ é conhecida como a função característica do jogo, associando a cada coalizão L um valor real $v(L)$, representando como valor da coalizão. Além disso, satisfaz $v(\emptyset) = 0$, onde $\emptyset$ representa o conjunto vazio (Singh; Ahmad; Jagtap, 2023). Na **Figura 4** é apresentada uma visão completa da função característica em um jogo cooperativo de três jogadores, oferecendo os valores associados às diferentes coalizões.

Figura 4 – Valor da função característica associada às coalizões possíveis em um jogo de três jogadores.



Fonte: Malmberg e Jemdhahl (2016)

O objetivo subjacente da teoria de jogos cooperativos é dividir o valor da grande coalizão N entre os participantes. Portanto, (N, v) é um jogo de utilidade transferível, caracterizado pelo fato de que os benefícios concedidos aos jogadores não são exclusivos de um jogador específico. Assim, é possível distribuir a utilidade entre todos os jogadores. A seguir, apresenta-se o valor de Shapley como uma solução para obter uma distribuição equitativa da utilidade entre os jogadores.

4.1.1 Valor de Shapley

Nos jogos modelados por funções de valor ou custo, o valor de Shapley (VS) emerge como uma solução amplamente aceita, respondendo a um dos principais desafios da teoria dos jogos cooperativos: a distribuição equitativa da utilidade entre todos os jogadores, considerando suas contribuições individuais. Para enfrentar essa questão complexa, uma das técnicas mais consolidadas é o VS. Essa abordagem propõe uma alocação justa da utilidade obtida pela cooperação entre diversos agentes, expressando a ideia fundamental de que o valor de um jogador individual é a média do valor em todas as coligações possíveis.

A utilidade do VS é evidente na capacidade de distribuir os benefícios da cooperação entre os participantes de maneira eficiente, evitando uma alocação igualitária e promovendo uma distribuição mais justa e equitativa. Essa técnica não apenas lida com a complexidade da cooperação, mas também contribui para a criação de um ambiente cooperativo mais robusto e justo entre os jogadores.

Assim, em um jogo de coalizão (N, v) , o VS atribui ao jogador i o pagamento dado por (1):

$$\phi_i(v) = \sum_{L: i \in L} \frac{(|L| - 1)! (|N| - |L|)!}{|N|!} [v(L) - v(L - \{i\})] \quad (1)$$

Aqui, a função valor ϕ tem a seguinte interpretação intuitiva. O termo $(|L| - 1)! (|N| - |L|)! / |N|!$ denota a probabilidade do jogador i estar na coalizão L . No tanto que $[v(L) - v(L - \{i\})]$ representa o valor da coalizão L menos o valor da coalizão L sem incluir o jogador i . Portanto, usando o VS, é calculada a média da contribuição marginal de cada jogador i para todas as permutações de rede possíveis das quais eles podem fazer parte. Finalmente, $|L|$ representa o número de jogadores na coalizão L , enquanto $|N|$ é o número total de jogadores.

O VS é o único que sempre satisfaz as seguintes condições (Algaba; Fragnelli; Sánchez-Soriano, 2019):

- 1) **Simetria:** Se os jogadores i e j são substitutos $v(L - \{i\}) = v(L - \{j\})$, então $\phi_i = \phi_j$. Os jogadores que contribuem igualmente para toda as coalizões possíveis recebem o mesmo pagamento dos benefícios;

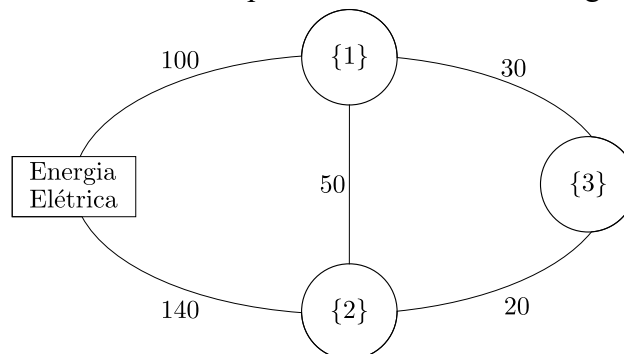
- 2) **Condição de jogador nulo:** Se o jogador i for um jogador nulo conforme $v(L - \{i\}) = v(L)$, então $\phi_i = 0$, ou seja, jogadores sem contribuição para qualquer coalizão terão retorno zero no jogo;
- 3) **Eficiência:** $\phi_1 + \phi_2 + \dots + \phi_n = v(L)$. Esta condição garante que o método do VS aloque o valor total da coalizão aos seus jogadores e que os jogadores fora da coalizão recebam retorno zero;
- 4) **Aditividade:** Se v e v' são duas funções características então $(\phi_{v+v'})_i = (\phi_v)_i + (\phi_{v'})_i$. Os benefícios distribuídos devem corresponder aos benefícios derivados de v e aos benefícios derivados de v' .

No contexto da teoria dos jogos cooperativos, o VS avalia as contribuições marginais de cada jogador considerando todas as possíveis coalizões em que poderiam participar. Ao aplicar esse conceito à atribuição de custos em uma grande coalizão, busca-se refletir de maneira equitativa o valor que cada jogador contribui para as economias de custos totais possíveis. Isso promove uma distribuição justa dos custos e incentiva a cooperação, pois cada jogador é recompensado de acordo com sua contribuição para o benefício conjunto.

4.1.2 Exemplo de um jogo cooperativo

No contexto da otimização de recursos em infraestruturas elétricas, considere-se um cenário onde três cidades, denominadas como 1, 2 e 3, buscam conectar-se a uma fonte de energia próxima. Cada cidade tem a capacidade de formar coalizões com outras para reduzir os custos associados à contratação de conexão para a transmissão de energia (Peters, 2008). Este jogo cooperativo envolve a formação de coalizões entre as cidades para alcançar economias de custo coletivas. As possíveis conexões para a transmissão de energia e seus custos (\$) são mostrados na Figura 5.

Figura 5 – Possíveis conexões para a transmissão de energia entre cidades.



Fonte: Adaptado de Peters (2008).

Neste jogo, o conjunto de jogadores é representado pelo conjunto $N = \{1,2,3\}$, onde cada jogador é uma cidade. Cada coalizão L , que pode ser qualquer subconjunto de N , tem um custo associado $c(L)$, que reflete os custos totais da infraestrutura necessária para conectar as cidades na coalizão L à fonte de energia. Além disso, cada coalizão gera uma economia de custos $v(L)$, que é definida como a diferença entre o custo total quando os membros da coalizão trabalham individualmente e o custo total quando trabalham juntos. A economia de custos $v(L)$ é determinada pela equação (2):

$$v(L) = \sum_{i \in L} c(\{i\}) - c(L) \quad L \subseteq N \quad (2)$$

O objetivo principal deste jogo é determinar uma distribuição justa e equitativa da economia total de custos, $v(L)$, entre as cidades participantes. A Tabela 1 apresenta os custos, bem como as poupanças de cada coalizão.

Tabela 1 – Custos e poupanças obtidos para cada coalizão.

L	$\{\emptyset\}$	$\{1\}$	$\{2\}$	$\{3\}$	$\{1,2\}$	$\{1,3\}$	$\{2,3\}$	$\{1,2,3\}$
$c(L)$	0	100	140	130	150	130	160	150
$v(L)$	0	0	0	0	90	100	120	220

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

As principais questões neste jogo cooperativo (N, v) são: quais coalizões serão de fato formadas? e como as economias dessa coalizão serão distribuídas entre seus membros? A formação de uma coalizão requer o consentimento de todos os seus membros, mas é provável que a disposição de um jogador em participar de uma coalizão dependa do que ele obterá dessa cooperação. Portanto, a questão de como as economias serão distribuídas entre os membros de uma coalizão é essencial.

Neste contexto, é comum assumir que a “grande” coalizão N de todos os jogadores será formada e, em seguida, o foco se volta para o problema de distribuir as economias totais $v(N)$ entre os jogadores individuais. No exemplo atual, o valor de $v(N) = 220$ deve ser distribuído entre as três cidades. Em outras palavras, procuram-se vetores $\mathbf{x} = (x_1, x_2, x_3) \in R^3$ tais que $x_1 + x_2 + x_3 = 220$, onde o jogador $i \in \{1,2,3\}$ obtém x_i . Uma solução inicial óbvia seria distribuir equitativamente o valor total entre as três cidades, ou seja, $x_1 = x_2 = x_3 = 220/3$. No entanto, essa abordagem não reflete adequadamente a assimetria da situação, pois algumas coalizões podem gerar economias de custo maiores do que outras.

Assim, para garantir a distribuição justa e equitativa das economias de custo entre as cidades participantes, é calculado o VS para cada uma delas:

$$\phi_1(v) = \sum_{L:1 \in L} \frac{(|L| - 1)! (|N| - |L|)!}{|N|!} [v(L) - v(L - \{1\})]$$

$$\begin{aligned} \phi_1(v) &= \frac{(1 - 1)! (3 - 1)!}{3!} [0 - 0] + \frac{(2 - 1)! (3 - 2)!}{3!} [90 - 0] \\ &\quad + \frac{(2 - 1)! (3 - 2)!}{3!} [100 - 0] + \frac{(3 - 1)! (3 - 3)!}{3!} [220 - 120] \end{aligned}$$

$$\phi_1(v) = 0 + 15 + \frac{50}{3} + \frac{100}{3}$$

$$\phi_1(v) = 65$$

Da mesma forma, os VS para as outras cidades foram calculadas, resultando em:

$$\phi_2(v) = 75$$

$$\phi_3(v) = 80$$

Ao aplicar o VS, que é uma medida que avalia a contribuição de cada jogador em um jogo cooperativo, obtém-se $x_1 = 65$, $x_2 = 75$ e $x_3 = 80$ para as cidades. Esses valores indicam quanto cada cidade contribui de forma justa e equitativa para as economias totais de custo, considerando seu papel relativo na formação das coalizões. Em outras palavras, o VS atribui a cada cidade uma parcela das economias totais que reflete sua contribuição significativa para o sucesso do jogo cooperativo.

5 PROBLEMA DE SOC CONSIDERANDO CELs

O problema de SOC considerando CELs refere-se à busca por uma solução que permita identificar o tamanho ótimo dos condutores em uma rede elétrica, levando em consideração a operação das CELs no SDEE. Esse problema visa maximizar a utilização da energia renovável excedente gerada pelas CELs, garantindo ao mesmo tempo um funcionamento adequado e seguro do sistema elétrico. Através de técnicas de modelagem e otimização, busca-se encontrar a solução ótima que equilibre as necessidades de transporte de energia da rede com as capacidades de geração e consumo das CELs, considerando restrições técnicas, econômicas e operacionais. A solução desse problema é de expressiva importância para promover a transição para uma matriz energética mais sustentável e eficiente, integrando de forma eficaz as energias renováveis e as ações das CELs no mercado de energia.

Por tanto, sendo que as linhas na rede elétrica são elementos bastante afetados pela integração das CLEs, uma seleção adequada dos seus condutores é essencial para melhorar o desempenho da rede. Isso envolve selecionar a combinação mais adequada de condutores de um conjunto disponível para um sistema de distribuição radial. Deve-se levar em conta que cada tipo de condutor possui as seguintes características: 1) resistência por unidade de comprimento, 2) reatância por unidade de comprimento, 3) capacidade de corrente e 4) custo de construção por unidade de comprimento.

Neste contexto, o fortalecimento da rede torna-se um elemento crucial a ser considerado. A medida que as CELs se formam e se integram à rede elétrica, e sua capacidade de incorporar novos participantes com GD aumenta, ocorre um aumento no fluxo de energia dentro do SDEE planejado inicialmente. Esse aumento na demanda destaca a necessidade de um reforço adequado da infraestrutura elétrica. Como resultado, é possível otimizar a utilização da energia renovável gerada localmente, proporcionando benefícios significativos tanto para as comunidades quanto para a rede elétrica como um todo. Essa abordagem não apenas maximiza os benefícios locais, mas também contribui para a eficiência global da rede elétrica.

Portanto, o novo cenário em que as CELs entram em ação exige o desenvolvimento de uma abordagem de planejamento que incorpore um modelo de rede preciso que reflita características operacionais realistas do sistema para resolver o problema de SOC com a presença de CELs. Assim, tanto a integração como operação das CELs na rede podem impactar diretamente o desempenho técnico da rede em termos de

tensão, carga térmica, segurança e eficiência de distribuição de energia. Dada a capacidade das CELs de participar em mercados de energia locais, existe o risco de congestionamento nas linhas do SDEE, tanto pelas quantidades de potência extraída e injetada como das transações de energia que ocorrem na rede pelos mercados, para o que a rede não foi desenhada. Assim, o problema de SOC surge como uma solução para aumentar a capacidade de operação das CELs evitando restrições técnicas na rede e otimizar o aproveitamento da energia gerada pelas CELs.

Por outro lado, é crucial estabelecer claramente os objetivos, tanto técnicos quanto econômicos, que impactam na SOC em redes de distribuição. Os objetivos técnicos abrangem as características e capacidades desejadas de desempenho técnico da rede, com foco na garantia de sua confiabilidade e eficiência. Já os objetivos econômicos visam otimizar a relação custo-benefício do sistema, contemplando tanto os investimentos de capital quanto os custos operacionais. Em geral, esses custos são usualmente atribuídos à concessionária de energia, pois são responsáveis pela operação adequada do sistema, devendo manter um sistema resiliente e confiável dentro dos parâmetros e normas estabelecidos para assegurar a distribuição de energia de forma eficiente e em conformidade com as exigências do setor energético. Assim, neste trabalho são propostos três enfoques:

- 1) No primeiro ponto, o foco está na perspectiva da concessionária de energia, visando a minimização dos custos associados à aquisição de energia pelo OSD na subestação proveniente de fontes não renováveis. Esse enfoque visa potencializar o uso da energia renovável proveniente das CELs no SDEE, por meio de investimentos no reforço de condutores. Essa iniciativa se destina a otimizar a utilização da energia renovável que, devido às limitações técnicas associadas aos condutores, não estava sendo integralmente utilizada na rede. Essa abordagem visa avaliar, no horizonte de planejamento, a redução dos custos de compra de energia na subestação, sendo os investimentos no reforço realizados pela concessionária. Nesse contexto, a estratégia proposta tem como meta principal reduzir, ao longo do horizonte de planejamento, a redução dos custos associados à compra de energia não renovável na subestação, com os investimentos necessários no reforço de condutores sendo efetuados pela própria concessionária. Essa abordagem alinha-se com a busca por uma operação mais eficiente, sustentável e economicamente vantajosa para a concessionária de energia;

- 2) No segundo ponto, o problema é abordado a partir dos objetivos das CELs, visando maximizar a venda de energia das CELs para o OSD e promover transações de energia entre CELs dentro do mercado energético. É importante destacar que há uma priorização do consumo local dentro das comunidades. Dessa forma, busca-se realizar investimentos no reforço de condutores no sistema para atingir esses objetivos que permitam maximizar os benefícios das CELs no horizonte de planejamento;
- 3) Finalmente, propõe-se um método fundamentado na teoria de jogos cooperativos, utilizando o VS como critério para a distribuição equitativa dos custos de investimentos entre as CELs. Essa abordagem leva em consideração os benefícios obtidos por cada CEL no horizonte de planejamento ao realizar o reforço da rede. A estratégia não apenas busca uma alocação justa, mas também estimula a colaboração contínua entre as CELs, promovendo um ambiente cooperativo propício ao desenvolvimento da infraestrutura energética local.

Ao tomar medidas para otimizar o uso da energia renovável das CELs, é possível reduzir os impactos ambientais associados à geração de energia convencional (não renovável) minimizando os custos relacionados à aquisição dessa energia, além da capacidade das CELs de integrar novos usuários com GD. Dessa forma, a promoção de uma transição energética mais sustentável e eficiente é alcançada, beneficiando a todos os envolvidos no sistema elétrico e aos membros das CELs.

Inicialmente, o problema é tratado considerando a perspectiva da concessionária de energia, utilizando um modelo de Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM). Em seguida, procede-se à obtenção de um modelo linearizado aplicando uma aproximação de Taylor e técnicas de linearização por partes. Posteriormente, são apresentadas a incorporação de novas restrições e objetivos ao modelo, conforme delineado anteriormente nos enfoques propostos.

5.1 MODELO DE PNLIM PARA O PROBLEMA DE SOC INTEGRANDO CELs

Nesta seção, é apresentada uma formulação matemática para resolver o problema de SOC levando em consideração a integração da energia renovável gerada pelas CELs. A formulação matemática considera tanto as partes real quanto imaginária das correntes

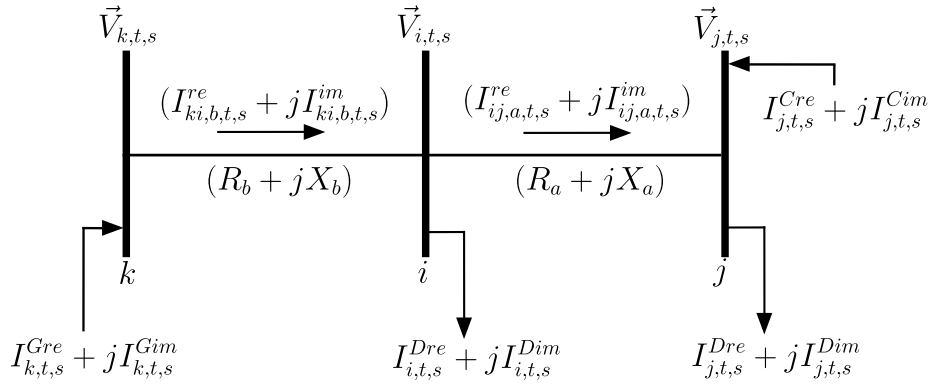
nos circuitos e as tensões nas barras do sistema. Além disso, essa formulação leva em conta a potência ativa e reativa, tanto aquela demandada pelas cargas quanto a injetada pelas fontes de geração distribuída das CELs, conforme ilustrado na Figura 6. Também são considerados os valores de resistência e reatância de cada circuito. Na formulação apresentada, considera-se que os membros da comunidade estão conectados ao mesmo barramento local, possibilitando a troca de energia entre eles e com a rede pública. Essa abordagem visa resolver o desequilíbrio energético da comunidade com a rede pública, permitindo que a comunidade possa demandar ou fornecer energia conforme o caso.

Dessa forma, é possível obter uma representação completa e precisa dos diferentes parâmetros e variáveis elétricas presentes no sistema de distribuição, permitindo uma análise detalhada do fluxo de potência e das interações entre os componentes do sistema. Essa abordagem matemática robusta e abrangente é fundamental para o correto dimensionamento do tamanho dos condutores e a otimização do sistema considerando a integração e operação das CELs.

Na seguinte formulação, considere que Ω_b e Ω_l representam as barras e os circuitos do sistema, respectivamente. O conjunto Ω_a define os tipos de condutores existentes. A representação da variação horária da geração fotovoltaica e da demanda é feita utilizando um conjunto de períodos Ω_t . Além disso, para representar a variação estocástica da geração fotovoltaica, são considerados cenários representados pelo conjunto Ω_s . Para cada cenário s , é atribuída uma probabilidade p_s . Por outro lado, $V_{i,t,s}^{re}$ e $V_{i,t,s}^{im}$ são as partes real e imaginária da tensão na barra i , no intervalo de tempo t para o cenário s . Enquanto $I_{i,t,s}^{Gre}$, $I_{i,t,s}^{Gim}$, $I_{i,t,s}^{Cre}$ e $I_{i,t,s}^{Cim}$ representam as partes real e imaginária da corrente gerada pela subestação e pela comunidade na barra i , no intervalo de tempo t para o cenário s . As partes reais e imaginárias $I_{i,t,s}^{Dre}$ e $I_{i,t,s}^{Dim}$ representam as correntes demandadas na barra i , no intervalo de tempo t para o cenário s . Também, $I_{ij,a,t,s}^{re}$ e $I_{ij,a,t,s}^{im}$ representa as partes real e imaginária da corrente através do circuito ij para o condutor do tipo a no intervalo de tempo t para o cenário s . $P_{i,t,s}^{Com}$ e $Q_{i,t,s}^{Com}$ correspondem às potências ativa e reativa totais das unidades de GD dos *prosumidores* presentes nas comunidades, enquanto $P_{i,t,s}^D$ e $Q_{i,t,s}^D$ são as potências ativa e reativa demandadas. $P_{i,t,s}^{cut}$ define a potência que está sendo cortada na barra i , no intervalo de tempo t para o cenário s . Finalmente, R_a e X_a são a resistência e a reatância para cada tipo de condutor a , assim como I_a^{max} define a capacidade de corrente para cada tipo. No tanto que $\bar{V}$ e $\underline{V}$ representam o limite máximo e mínimo da tensão para cada barra, respectivamente. O

comprimento da linha ij é representado por l_{ij} . A variável binária de decisão $y_{ij,a}$ define se o tipo de condutor a é selecionado para o circuito ij . Também, é definido o custo de investimento $c_{b,a}$, associado à substituição do condutor existente b pelo condutor tipo a . No entanto, o preço da energia comprada pela subestação no período t está representada por α_t^{SE} .

Figura 6 – Exemplo ilustrativo de uma linha com três barras.



Fonte: Adaptado de Franco *et al.* (2011).

5.1.1 Função objetivo

A função objetivo para o primeiro enfoque proposto, expressa pela equação (3), é definida por dois termos que visam minimizar o custo total de investimento em construção/reforço dos condutores do sistema (CIR) e os custos de compra de energia da subestação (CSE) no horizonte de planejamento, para o qual é considerada a tensão nominal na barra da subestação. O preço da energia na subestação é definido por α_t^{SE} . Nas equações (4) e (5) são definidos cada um dos custos da função objetivo.

$$\text{minimizar } CIR + CSE \quad (3)$$

Custo de investimento em condutores:

$$CIR = \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} c_{b,a} l_{ij} y_{ij,a} \quad (4)$$

Custo de compra energia na subestação:

$$CSE = VPL \sum_{t \in \Omega_t} \sum_{s \in \Omega_s} (V_{SE,t,s}^{re} I_{SE,t,s}^{Gre} + V_{SE,t,s}^{im} I_{SE,t,s}^{Gim}) p_s \alpha_t^{SE} \quad (5)$$

Na equação (5), o fator VPL (Valor Presente Líquido) permite calcular o valor presente líquido do custo anualizado, para um período de A anos, em termos de uma taxa de juros τ (Tabares *et al.*, 2016), como se mostra na equação (6). Além disso, as

probabilidades de cada cenário (p_s) são usadas como pesos para avaliar o valor esperado dos custos.

$$VPL = \frac{1 - (1 + \tau)^{-A}}{\tau} \quad (6)$$

5.1.2 Restrições

Indicado o anterior, as restrições do problema podem ser modeladas a partir da representação do balanço de correntes, resultando no modelo do problema de PNLIM (3)–(20):

$$\sum_{ki \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} I_{ki,a,t,s}^{re} - \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} I_{ij,a,t,s}^{re} + I_{i,t,s}^{Gre} + I_{i,t,s}^{Cre} = I_{i,t,s}^{Dre} \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (7)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} I_{ki,a,t,s}^{im} - \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} I_{ij,a,t,s}^{im} + I_{i,t,s}^{Gim} + I_{i,t,s}^{Cim} = I_{i,t,s}^{Dim} \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (8)$$

$$P_{i,t,s}^D = V_{i,t,s}^{re} I_{i,t,s}^{Dre} + V_{i,t,s}^{im} I_{i,t,s}^{Dim} \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (9)$$

$$Q_{i,t,s}^D = -V_{i,t,s}^{re} I_{i,t,s}^{Dim} + V_{i,t,s}^{im} I_{i,t,s}^{Dre} \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (10)$$

$$V_{i,t,s}^{re} - V_{j,t,s}^{re} = \sum_{a \in \Omega_a} (R_a l_{ij} I_{ij,a,t,s}^{re} - X_a l_{ij} I_{ij,a,t,s}^{im}) \quad \forall ij \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (11)$$

$$V_{i,t,s}^{im} - V_{j,t,s}^{im} = \sum_{a \in \Omega_a} (X_a l_{ij} I_{ij,a,t,s}^{re} + R_a l_{ij} I_{ij,a,t,s}^{im}) \quad \forall ij \in \Omega_l, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (12)$$

$$P_{i,t,s}^{Com} = V_{i,t,s}^{re} I_{i,t,s}^{Cre} + V_{i,t,s}^{im} I_{i,t,s}^{Cim} \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (13)$$

$$Q_{i,t,s}^{Com} = -V_{i,t,s}^{re} I_{i,t,s}^{Cim} + V_{i,t,s}^{im} I_{i,t,s}^{Cre} \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (14)$$

$$0 \leq P_{i,t,s}^{Com} \leq P_i^{Com} \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (15)$$

$$0 \leq Q_{i,t,s}^{Com} \leq Q_i^{Com} \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (16)$$

$$\underline{V}^2 \leq V_{i,t,s}^{re\ 2} + V_{i,t,s}^{im\ 2} \leq \bar{V}^2 \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (17)$$

$$0 \leq I_{ij,a,t,s}^{re\ 2} + I_{ij,a,t,s}^{im\ 2} \leq y_{ij,a} I_a^{max2} \quad \forall ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (18)$$

$$\sum_{a \in \Omega_a} y_{ij,a} = 1 \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (19)$$

$$y_{ij,a} \in \{0,1\} \quad \forall ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a \quad (20)$$

$$P_{i,t,s}^{Com} = P_{i,t,s}^{Com} - P_{i,t,s}^{cut} \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (21)$$

$$\sum_{t \in \Omega_t} P_{i,t,s}^{cut} \leq \sum_{t \in \Omega_t} P_{i,t,s}^{Com} \quad \forall i \in \Omega_b, s \in \Omega_s \quad (22)$$

O funcionamento em estado estacionário do SDEE é modelado pelo conjunto de equações (7)–(20) baseado no modelo apresentado por Franco *et al.* (2015). As restrições (7) e (8) representam o balanço de correntes das partes real e imaginária do circuito, respectivamente. As correntes demandadas pelas cargas são determinadas por (9) e (10). É importante notar que as cargas são representadas como uma potência constante. As equações (11) e (12) são o resultado da aplicação da lei de tensão de Kirchhoff a cada laço independente no SDEE. As correntes injetadas pela GD de cada comunidade são representadas por (13) e (14). As restrições (15) e (16) definem os limites de operação dos GD das comunidades. Os limites da magnitude de tensão são determinados (17) e (18) representa a capacidade de corrente de cada circuito. A seleção de um único condutor por vez por circuito é definida pela equação (19), portanto, não há sobreposição no tipo de condutor utilizado em um mesmo circuito. A equação (20) representa a natureza binária do tipo de condutor, i.e., se o valor for igual a um, esse tipo de condutor é selecionado, e se for igual a zero, não é selecionado. A solução operacional viável para o SDEE depende da variável de decisão binária $y_{ij,a}$.

5.2 LINEARIZAÇÃO DO MODELO DE PNLIM PARA O PROBLEMA DE SOC CONSIDERANDO CELs

Nesta seção, descreve-se o processo de linearização do modelo de PNLIM para o problema de SOC. A linearização é realizada através de uma aproximação linear por partes das não linearidades presentes nas restrições relacionadas às potências ativa e reativa das cargas, pertencentes à GD das comunidades, assim como aquelas que impõem limites de tensão e corrente, respectivamente. Esse enfoque permite transformar o modelo não linear em um modelo de PLIM, que é mais fácil de resolver, sendo possível encontrar sua solução ótima usando técnicas exatas. A linearização é feita de forma adequada para preservar a precisão e validade das soluções obtidas. Com o modelo linearizado, é possível explorar várias estratégias de reforço da rede e avaliar seu impacto na integração das CELs no sistema de distribuição.

5.2.1 Linearização das correntes de carga

A linearização das restrições pode ser efetuada seguindo a abordagem proposta por Franco *et al.* (2015) que consiste em aplicar uma aproximação de Taylor de primeira ordem ao redor de um ponto estimado. Essa técnica permite expressar as correntes reais e imaginárias em termos de potência e tensões, simplificando a formulação do problema. Portanto, as restrições podem ser reescritas de forma mais conveniente, facilitando a resolução do modelo de programação linear, tal como é mostrado em (23) e (24).

$$I_{ij,t,s}^{Dre} = g(P_{i,t,s}^D, Q_{i,t,s}^D, V_{i,t,s}^{re}, V_{i,t,s}^{im}) = \frac{P_{i,t,s}^D V_{i,t,s}^{re} + Q_{i,t,s}^D V_{i,t,s}^{im}}{V_{i,t,s}^{re\ 2} + V_{i,t,s}^{im\ 2}} \quad (23)$$

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

$$I_{ij,t,s}^{Dim} = h(P_{i,t,s}^D, Q_{i,t,s}^D, V_{i,t,s}^{re}, V_{i,t,s}^{im}) = \frac{P_{i,t,s}^D V_{i,t,s}^{re} - Q_{i,t,s}^D V_{i,t,s}^{im}}{V_{i,t,s}^{re\ 2} + V_{i,t,s}^{im\ 2}} \quad (24)$$

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

A seguir, considerando que a magnitude da tensão em um SDEE possui uma faixa de variação relativamente pequena e limitada, é possível realizar uma linearização das restrições mencionadas em torno de um ponto de operação estimado $(V_{i,t,s}^{re*}, V_{i,t,s}^{im*})$, conforme descrito nas equações (25) e (26), resultando na aproximação linear de (25) e (26).

$$I_{ij,t,s}^{Dre} = g^* + \left. \frac{\partial g}{\partial V^{re}} \right|_* (V_{i,t,s}^{re} - V_{i,t,s}^{re*}) + \left. \frac{\partial g}{\partial V^{im}} \right|_* (V_{i,t,s}^{im} - V_{i,t,s}^{im*}) \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (25)$$

$$I_{ij,t,s}^{Dim} = h^* + \left. \frac{\partial h}{\partial V^{re}} \right|_* (V_{i,t,s}^{re} - V_{i,t,s}^{re*}) + \left. \frac{\partial h}{\partial V^{im}} \right|_* (V_{i,t,s}^{im} - V_{i,t,s}^{im*}) \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (26)$$

A precisão da aproximação linear depende da qualidade do ponto de operação estimado. Quanto mais próximo o ponto estimado estiver do verdadeiro ponto de operação, maior será a precisão da aproximação linear. Portanto, é importante obter uma estimativa precisa do ponto de operação para garantir resultados mais confiáveis.

5.2.2 Linearização das potências da GD das comunidades

As equações que descrevem a potência ativa e reativa injetada pelas comunidades são apresentadas nas equações (13) e (14), respectivamente. Para linearizar essas

equações é utilizado o conceito de ponto de operação estimado $(V_{i,t,s}^{re*}, V_{i,t,s}^{im*})$, como mostrado nas equações (26) e (27).

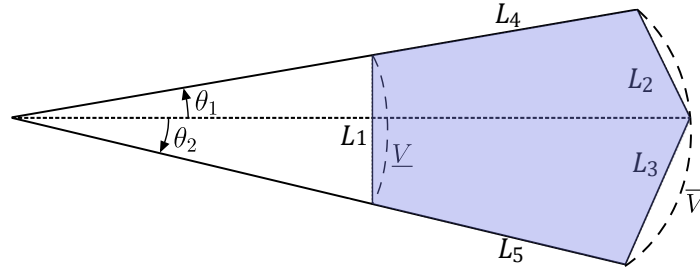
$$P_{i,t,s}^{Com} = V_{i,t,s}^{re*} I_{i,t,s}^{Cre} + V_{i,t,s}^{im*} I_{i,t,s}^{Cim} \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (27)$$

$$Q_{i,t,s}^{Com} = -V_{i,t,s}^{re*} I_{i,t,s}^{Cim} + V_{i,t,s}^{im*} I_{i,t,s}^{Cre} \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (28)$$

5.2.3 Linearização dos limites de tensão

Para garantir um serviço de alta qualidade na rede elétrica de distribuição, a magnitude da tensão é restrita a uma faixa específica determinada pelas políticas regulatórias. Essa faixa é matematicamente definida pela restrição (17). Sob a premissa de que a variação do ângulo de fase em torno da tensão de referência na rede é pequena, é possível introduzir um conjunto de restrições lineares (29)–(33), correspondentes às retas $L_1, \dots, L_5$, conforme ilustrado na Figura 7. Os ângulos θ_1 e θ_2 representam o desvio máximo negativo e o desvio máximo positivo do ângulo de fase em relação à tensão de referência.

Figura 7 – Restrições para limites de tensão.



Fonte: Adaptado de Franco *et al.* (2015).

$$V_{i,t,s}^{im} \leq \frac{\text{sen}(\theta_2) - \text{sen}(\theta_1)}{\cos(\theta_2) - \cos(\theta_1)} [V_{i,t,s}^{re} - \underline{V} \cos(\theta_2)] + \underline{V} \sin(\theta_2) \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (29)$$

$$V_{i,t,s}^{im} \leq \frac{\text{sen}(\theta_2)}{\cos(\theta_2) - 1} [V_{i,t,s}^{re} - \bar{V}] \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (30)$$

$$V_{i,t,s}^{im} \geq \frac{\text{sen}(\theta_1)}{\cos(\theta_1) - 1} [V_{i,t,s}^{re} - \bar{V}] \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (31)$$

$$V_{i,t,s}^{im} \leq V_{i,t,s}^{re} \text{tg}(\theta_2) \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (32)$$

$$V_{i,t,s}^{im} \geq V_{i,t,s}^{re} \text{tg}(\theta_1) \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (33)$$

Como resultado, as restrições (29)–(33) permitem definir os limites da região viável de tensão levando em consideração os limites operacionais, conseguindo assim linearizar a restrição de tensão inicial.

5.2.4 Linearização dos limites de corrente

O limite de corrente desempenha um papel fundamental na promoção e no aumento das transações de energia pelas CELs. Ao linearizar e considerar de forma adequada esta restrição no modelo de SOC, é possível garantir que a capacidade de transmissão dos circuitos seja adequadamente dimensionada para suportar as transações de energia das comunidades. Isso permite que as CELs injetem energia na rede de forma mais eficiente o que reduz a dependência da rede elétrica centralizada, aproveitando ao máximo a capacidade de geração distribuída e recursos energéticos renováveis.

Nesse contexto, a restrição (18) desempenha um papel crucial no problema sendo linearizada por meio de uma abordagem linear por partes, conforme descrito pelas equações (34)–(38) e ilustrado na Figura 8. A restrição (18) pode ser aproximada por k segmentos lineares em função do ângulo α , como representado pela restrição (34). Essa abordagem permite simplificar a forma como a restrição é modelada, substituindo uma função não linear por uma função linear aproximada. São introduzidas variáveis auxiliares não negativas, $I_{ij,a,t,s}^{re+}$, $I_{ij,a,t,s}^{re-}$, $I_{ij,a,t,s}^{im+}$ e $I_{ij,a,t,s}^{im-}$, para obter os valores absolutos das partes real e imaginária da corrente, $|I_{ij,a,t,s}^{re}|$ e $|I_{ij,a,t,s}^{im}|$, conforme expresso nas equações (35) e (37), respectivamente.

$$|I_{ij,a,t,s}^{im}| \leq \frac{\sin(\alpha k) - \sin(\alpha(k-1))}{\cos(\alpha k) - \cos(\alpha(k-1))} [|I_{ij,a,t,s}^{re}| - y_{ij,a} I_a^{max} \cos(\alpha(k-1))] + y_{ij,a} I_a^{max} \sin \alpha(k-1) \quad \forall ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s, k \in \Omega_k \quad (34)$$

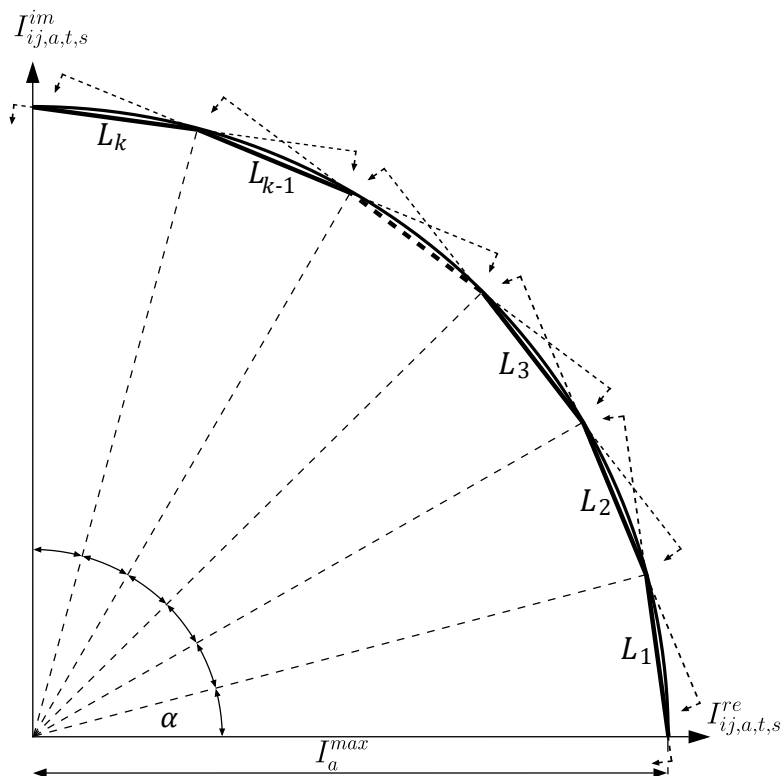
$$|I_{ij,a,t,s}^{re}| = I_{ij,a,t,s}^{re+} + I_{ij,a,t,s}^{re-} \quad \forall ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (35)$$

$$I_{ij,a,t,s}^{re} = I_{ij,a,t,s}^{re+} - I_{ij,a,t,s}^{re-} \quad \forall ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (36)$$

$$|I_{ij,a,t,s}^{im}| = I_{ij,a,t,s}^{im+} + I_{ij,a,t,s}^{im-} \quad \forall ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (37)$$

$$I_{ij,a,t,s}^{im} = I_{ij,a,t,s}^{im+} - I_{ij,a,t,s}^{im-} \quad \forall ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (38)$$

Figura 8 – Linearização por partes dos limites de corrente.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Ao utilizar segmentos lineares para descrever a restrição (18), é possível obter uma representação mais simples e computacionalmente viável do problema. Estas restrições estabelecem os limites máximos de corrente que podem circular pelos condutores, sendo crucial para evitar sobrecargas e garantir a segurança da infraestrutura elétrica. Isso permite considerar diferentes cenários e otimizar a seleção de condutores de forma eficiente. Além disso, a linearização permite avaliar com precisão o impacto das CELs na seleção de condutores, resultando em um planejamento mais eficiente em termos de custos e desempenho. Em resumo, a linearização da restrição de corrente é fundamental para alcançar um planejamento ótimo e seguro da rede elétrica, garantindo um fornecimento confiável de energia elétrica aos usuários e as transações de energia na rede.

5.2.5 Modelo de PLIM para o problema de SOC considerando CELs

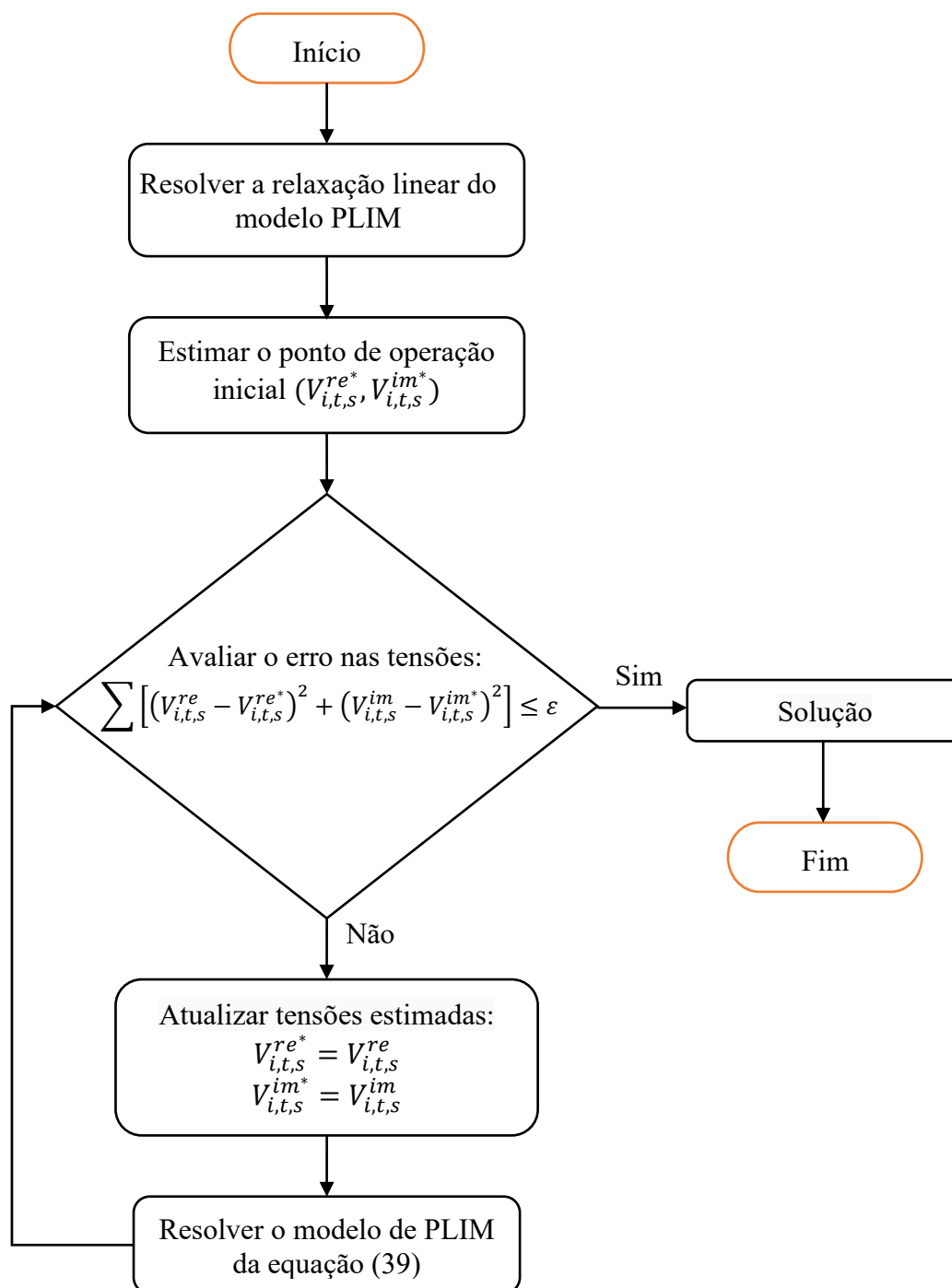
Após aplicar as linearizações descritas nas seções anteriores, é possível obter o modelo de PLIM para o problema de SOC considerando as CELs. Esse modelo é representado da seguinte maneira:

$$\text{minimizar (3)} \quad (39)$$

sujeito a: (7), (8), (11), (12), (19)–(22), (25)–(38).

O processo de resolução do problema é apresentado na Figura 9. Inicialmente, o processo de resolução envolve a resolução de uma relaxação linear do modelo de PLIM representado por (39), no qual a natureza binária das variáveis de decisão é temporariamente relaxada. Isso é feito com o objetivo de obter um ponto de operação estimado inicial $(V_{i,t,s}^{re*}, V_{i,t,s}^{im*})$ para as restrições linearizadas (25)–(28) do modelo, que será utilizado como base para as iterações subsequentes. Assim para as seguintes iterações, o problema de PLIM (39) é resolvido novamente e o valor estimado das tensões é atualizado com os valores reais $(V_{i,t,s}^{re}, V_{i,t,s}^{im})$, reduzindo gradualmente a discrepância entre eles. Esse processo iterativo de refinamento é repetido até que o erro entre os valores estimados e reais das tensões seja um valor menor a um número arbitrariamente pequeno ε . Essa abordagem iterativa melhora a qualidade da solução e garante que as estimativas de tensão sejam o mais próximas possível dos valores reais no SDEE.

Em síntese, a precisão das aproximações lineares é um aspecto crucial no processo de linearização. Ela pode ser ajustada por meio da escolha cuidadosa do ponto de operação estimado, levando em consideração as características específicas do sistema de distribuição elétrica. Além disso, o número de retas k utilizadas na linearização da corrente também influencia na precisão do modelo. Um maior número de retas permite uma representação mais fiel da restrição de corrente, resultando em uma melhor aproximação do comportamento real do sistema.

Figura 9 – Fluxograma para a resolução do modelo PLIM.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

5.3 MODELO DE PLIM PARA O PROBLEMA DE SOC MAXIMIZANDO OS BENEFÍCIOS DAS CELs

Nesta seção, busca-se ajustar os objetivos inicialmente definidos no modelo, focalizando na perspectiva das CELs, com o intuito de maximizar os benefícios das comunidades ao realizar o reforço do sistema no horizonte de planejamento. Para isso, é necessário adaptar a formulação da função objetivo e incorporar novas restrições para identificar a de forma correta a operação das comunidades. Essa abordagem visa promover uma operação eficiente e colaborativa das CELs no sistema, otimizando assim a utilização da GD renovável na rede.

Na formulação desta abordagem, $P_{i,t,s}^L$ representa a potência líquida na barra i , no intervalo de tempo t para o cenário s . Essa quantidade é calculada como a diferença entre a demanda total e a geração total da comunidade na barra especificada. Em paralelo, $P_{i,t,s}^{L+}$ e $P_{i,t,s}^{L-}$ são introduzidas para diferenciar, respectivamente, a injeção e o consumo de potência pela comunidade na barra i , no intervalo de tempo t para o cenário s .

Adicionalmente, $P_{i,t,s}^{V_{OSD}}$ e $P_{i,t,s}^{C_{OSD}}$ representam a energia vendida e comprada pela comunidade na barra i para o OSD no intervalo de tempo t para o cenário s . Enquanto $P_{i,j,t,s}^{V_{CEL}}$ e $P_{i,j,t,s}^{C_{CEL}}$, representam a energia vendida e comprada, respectivamente, pela comunidade na barra i para a comunidade na barra j , no intervalo de tempo t para o cenário s . Além disso, são introduzidas duas variáveis binárias: $\gamma_{i,t,s}^+$ é responsável por ativar a injeção de potência pela comunidade na barra i , enquanto $\gamma_{i,t,s}^-$ ativa o consumo de potência pela mesma comunidade na mesma barra. Essas variáveis são cruciais para modelar de forma eficiente os processos de injeção e consumo de potência das comunidades no intervalo de tempo t para o cenário s . O preço de compra de energia da comunidade para do OSD é definido por $\alpha_t^{C_{OSD}}$, enquanto que o preço de venda de energia da CEL para o OSD está representado por $\alpha_t^{V_{OSD}}$ e o preço de venda/compra energia entre as CELs é α_t^{CEL} . O tempo de cada período em horas é definido por h_t .

5.3.1 Confiabilidade

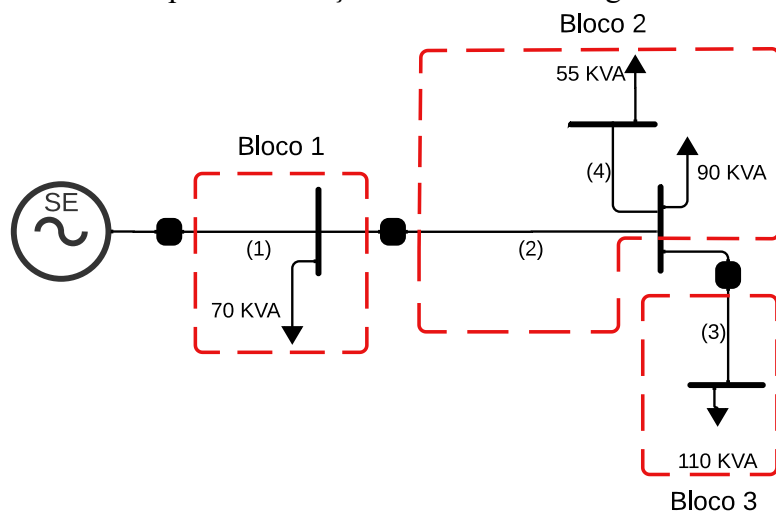
Com o intuito de avaliar uma melhoria na confiabilidade do sistema após o reforço dos condutores, busca-se identificar os benefícios potenciais para as CELs obtidos ao realizar esse aprimoramento. Analisa-se o indicador individual DIC, que representa a duração da interrupção por ponto de conexão, expresso em horas.

Para conduzir essa análise, é necessário definir certos parâmetros que intervêm no processo, assim $\lambda_{ij,a,w}$ representa a taxa de falha para os circuitos da rede representa o número médio de falhas por ano e por unidade de longitude (falhas/km/ano) para o circuito ij com o tipo de condutor a pertencente ao bloco w . Assim, $l_{ij,w}$ é o comprimento do circuito ij do bloco w . A taxa de falhas permanentes e expressada por ξ , que representa a relação entre as falhas permanentes e falhas totais na rede de distribuição. Ω_w representa o conjunto de circuitos no bloco w . O tempo de duração da falha t_w^{int} , é o tempo que decorre do momento da falta até sua localização mais o tempo referente ao reparo da falha no bloco w . Pode-se definir a taxa de falha de um bloco de carga w (δ_w) pela equação (40):

$$\delta_w = \sum_{ij \in \Omega_w} l_{ij,w} \lambda_{ij,a,w} \quad (40)$$

Destaca-se aqui a relevância da aplicação do conceito de blocos de carga, uma vez que falhas em qualquer segmento da rede que compõe um determinado bloco de carga resultam em efeitos uniformes nos indicadores de continuidade de serviço. Com o que um bloco de carga seria definido como o conjunto de circuitos de rede que se derivam de uma chave, e que não contam, entre eles, com chave alguma. Para ilustrar, na Figura 10, apresenta-se um exemplo da formação dos blocos de carga, onde cada bloco é delimitado por um dispositivo de proteção (disjuntores, religadores, chaves). Este dispositivo possibilita isolar o bloco em caso de falha no restante da rede, levando em consideração que tal falha pode impactar outros blocos a jusante também.

Figura 10 – Exemplo da formação dos blocos de carga em um SDEE.



Fonte: Adaptado de Alencar (2017).

Por isso, para avaliação do DIC , deve-se determinar o conjunto de blocos que afetam o estabelecimento do bloco z (Ω_y). Assim, para realizar a análise neste estúdio e obtido o índice DIC_z para cada bloco z , expressado a continuação por (41):

$$DIC_z = \sum_{ij \in \Omega_w} \xi \delta_w t_w^{int} \quad (41)$$

Dado que o DIC_z representa a duração de interrupção no bloco z , é possível calcular a redução desse tempo ao realizar a troca de condutores, incluindo condutores isolados. Essa melhoria resulta em uma diminuição no período de interrupção. O tempo reduzido pode ser associado ao custo da energia que poderia ser aproveitada pela CEL situada no bloco z , no horizonte de planejamento. Esse custo pode ser calculado utilizando a seguinte expressão (42):

$$CCF_i = VPL \left(\frac{DIC_z^{ini} - DIC_z^{ref}}{8760} \right) \cdot (CCV_i + CTE_i) \quad \forall i \in \Omega_b \quad (42)$$

Essa fórmula quantifica a redução nos tempos de duração de falha nos blocos, resultando em uma melhoria na confiabilidade do sistema. Essa melhoria ocorre devido à redução na frequência de falhas, resultante do tipo de condutor utilizado no reforço. Isso gera benefícios para as comunidades, pois ao reduzir a duração das interrupções, elas conseguem vender mais energia no horizonte de planejamento tanto para o OSD quanto para outras CELs.

Assim, o valor CCF_i representa o custo da energia que a CEL na barra i dentro do bloco z poderia vender, considerando a melhoria na confiabilidade associada ao tipo de condutor utilizado. Esse valor reflete nos benefícios econômicos das CELs, que dá como resultado da redução dos tempos de interrupções.

5.3.2 Função objetivo

Nesta abordagem, a função objetivo consta de três termos, expressa na equação (43), a qual visa minimizar o custo total de investimento no reforço dos circuitos do sistema (CIR), com o propósito de otimizar a infraestrutura elétrica. Esse investimento estratégico será realizado de maneira a facilitar e maximizar a venda de excedentes de energia das comunidades (CCV_i) na barra i , ao mesmo tempo em que se concentra na maximização das trocas de compra/venda de energia entre a CEL na barra i (CTE_i) e as outras CELs, priorizando sempre o consumo local dentro das comunidades. Os

investimentos na rede elétrica são planejados estrategicamente para evitar restrições no intercâmbio de compra e venda de energia, tanto entre as comunidades e o OSD quanto entre as próprias comunidades. O termo CCF_i permite calcular a melhora na confiabilidade em função da venda de energia que conseguirá obter a CEL ao realizar o reforço da rede. Em resumo, essa abordagem integrada busca equilibrar eficientemente os objetivos de investimento em infraestrutura e a maximização de receitas, promovendo assim uma operação eficaz e colaborativa no mercado local de energia. Nas equações (44) e (45) são definidos os novos custos da função objetivo, sabendo que o custo de investimento (4) é o mesmo que foi definido na seção 5.1.1.

$$\text{minimizar } CIR + \sum_{i \in \Omega_b} (CCV_i + CTE_i + CCF_i) \quad (43)$$

Custo de compra/venda de energia das CELs com o OSD:

$$CCV_i = VPL \sum_{t \in \Omega_t} \sum_{s \in \Omega_s} (P_{i,t,s}^{COSD} \alpha_t^{COSD} - P_{i,t,s}^{VOSD} \alpha_t^{VOSD}) h_t p_s \quad \forall i \in \Omega_b \quad (44)$$

Custo de compra/venda de energia entre CELs:

$$CTE_i = VPL \sum_{j \in \Omega_b | j \neq i} \sum_{t \in \Omega_t} \sum_{s \in \Omega_s} (P_{i,j,t,s}^{CEL} - P_{i,j,t,s}^{VCEL}) \alpha_t^{CEL} h_t p_s \quad \forall i \in \Omega_b \quad (45)$$

5.3.3 Restrições

Neste contexto, é necessário aprimorar o modelo inicial mediante a incorporação de restrições adicionais, com o intuito de alcançar uma formulação mais realista, em conformidade com as diretrizes apresentadas nesta seção. A seguir, apresentam-se as restrições incorporadas ao modelo, aprimorando a sua eficiência e alinhando-o aos objetivos delineados nesta seção:

$$P_{i,t,s}^L = P_{i,t,s}^{Com} - P_{i,t,s}^D \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (46)$$

$$P_{i,t,s}^L = P_{i,t,s}^{L+} - P_{i,t,s}^{L-} \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (47)$$

$$P_{i,t,s}^{L+} = \sum_{j \in \Omega_b | j \neq i} P_{i,j,t,s}^{CEL} + P_{i,t,s}^{VOSD} \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (48)$$

$$P_{i,t,s}^{L-} = \sum_{j \in \Omega_b | j \neq i} P_{i,j,t,s}^{VCEL} + P_{i,t,s}^{COSD} \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (49)$$

$$0 \leq P_{i,t,s}^{L+} \leq \gamma_{i,t,s}^+ M \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (50)$$

$$0 \leq P_{i,t,s}^{L-} \leq \gamma_{i,t,s}^- M \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (51)$$

$$\gamma_{i,t,s}^+ + \gamma_{i,t,s}^- \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_b, t \in \Omega_t, s \in \Omega_s \quad (52)$$

A potência líquida da comunidade é determinada pela equação (46). Com o intuito de distinguir claramente entre a injeção de potência e o consumo da comunidade, apresenta-se a equação (47). As transações de energia da comunidade, seja com o OSD ou entre elas, são estabelecidas pelas restrições (48) e (49). A primeira restrição possibilita a definição da potência demandada pela CEL, adquirida de outras comunidades ou do OSD. A segunda restrição especifica que a potência injetada pode ser vendida para outras CELs ou para o OSD. As restrições (50) e (51) impõem limites à potência que pode ser injetada e consumida pela comunidade, respectivamente, sendo controladas por variáveis binárias, onde ambas não podem estar ativas simultaneamente, conforme a restrição (52).

5.3.4 Modelo

Após identificar as restrições e ajustar a função objetivo para atender aos objetivos desta seção, o modelo é apresentado da seguinte maneira:

$$\text{minimizar (43)} \quad (53)$$

sujeito a: (7), (8), (11), (12), (19)–(22), (25)–(38), (46)–(52).

O processo de resolução do problema para este novo modelo é o mesmo apresentado na seção 5.2.5.

5.4 APLICAÇÃO DA TEORIA DE JOGOS COOPERATIVOS NA ALOCAÇÃO JUSTA DE INVESTIMENTOS.

Nesta seção é apresentada a aplicação da teoria de jogos cooperativos na alocação justa de investimentos no problema de SOC. Deve-se considerar as interações estratégicas entre os jogadores, que, neste caso, são as CELs. Diante do desafio de distribuir equitativamente os custos de investimento associados ao reforço de condutores, recorre-se ao VS. Esse enfoque avalia a contribuição de cada jogador (CEL) para todas as possíveis coalizões, atribuindo um valor ponderado a cada uma delas. Ao aplicar o VS, busca-se alcançar uma distribuição justa dos custos de investimento, levando em consideração os benefícios obtidos pelas CELs.

Em primeiro lugar, é importante definir que o problema a ser resolvido é baseado em um jogo cooperativo com utilidade transferível. O benefício líquido máximo obtido pelas CELs é definido pelo valor da função característica v atribuído à grande coalizão, ou seja, quando todas as CELs decidem participar para realizar um investimento no reforço dos condutores na rede, com o objetivo de aumentar suas transações de energia tanto com o OSD quanto com outras CELs.

Para determinar o valor do benefício da função característica $v(L)$ associada à coalizão L , é necessário modificar a função objetivo do modelo, a fim de buscar maximizar as trocas de energia para as comunidades presentes nessa coalizão realizando o reforço da rede, mantendo ainda as comunidades que não estão na coalizão operando na rede. Esse benefício líquido é determinado pela diferença entre os ganhos obtidos ao realizar o reforço e aqueles que seriam obtidos com a rede inicial, subtraindo o custo de reforço. Esses valores são obtidos ao resolver o modelo de PLIM.

Para resolver o modelo levando em consideração os pontos mencionados anteriormente, define-se o parâmetro binário $\beta_i(L)$ em relação às coalizões, que assume o valor 1 quando a comunidade na barra i pertence à coalizão L . O custo de investimento $CIR(L)$ é associado à coalizão L . Tendo isso em mente, a continuação apresenta-se a formulação para a função objetivo:

5.4.1 Função objetivo

A função objetivo é representada pela função característica $v(L)$, para a qual o modelo é resolvido para todas as coalizões L , o que permite obter o benefício líquido para cada uma das coalizões.

$$\text{minimizar } v(L) = CIR(L) + \sum_{i \in \Omega_b} (CCV_i + CTE_i) \quad \forall L \subseteq N \quad (54)$$

Custo de investimento em condutores:

$$CIR(L) = \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} c_{t_{ij,a}} l_{ij} y_{ij,a} \quad \forall L \subseteq N \quad (55)$$

Custo de compra/venda de energia das CELs:

$$CCV_i = VPL \sum_{t \in \Omega_t} \sum_{s \in \Omega_s} (P_{i,t,s}^{COSD} \alpha_t^{COSD} - \beta_i(L) P_{i,t,s}^{VOSD} \alpha_t^{VOSD}) h_t p_s \quad \forall i \in \Omega_b, L \subseteq N \quad (56)$$

Custo de compra/venda de energia entre CELs:

$$CTE_i = VPL \sum_{j \in \Omega_b | j \neq i} \sum_{t \in \Omega_t} \sum_{s \in \Omega_s} (P_{i,j,t,s}^{C_{CEL}} - P_{i,j,t,s}^{V_{CEL}}) \alpha_t^{CEL} h_t p_s \quad \forall i \in \Omega_b \quad (57)$$

5.4.2 Modelo

Após identificar as restrições para obter o benefício líquido em cada coalizão e ajustar a função objetivo para atender aos objetivos desta seção, o modelo é apresentado da seguinte maneira:

$$\text{minimizar (54)} \quad \forall L \subseteq N \quad (58)$$

sujeito a: (7), (8), (11), (12), (19)–(22), (25)–(38), (46)–(52).

O processo de resolução do problema para este novo modelo e o mesmo apresentado na seção 5.2.5. Tem que se avaliar a função objetivo para cada uma das coalizões, assim também devesse considerar a resolução do modelo com a rede inicial e utilizando o reforço para cada uma das coalizões com o intuito de obter o benefício líquido total associado a cada coalizão L .

5.4.3 Valor de Shapley para alocação justa dos investimentos

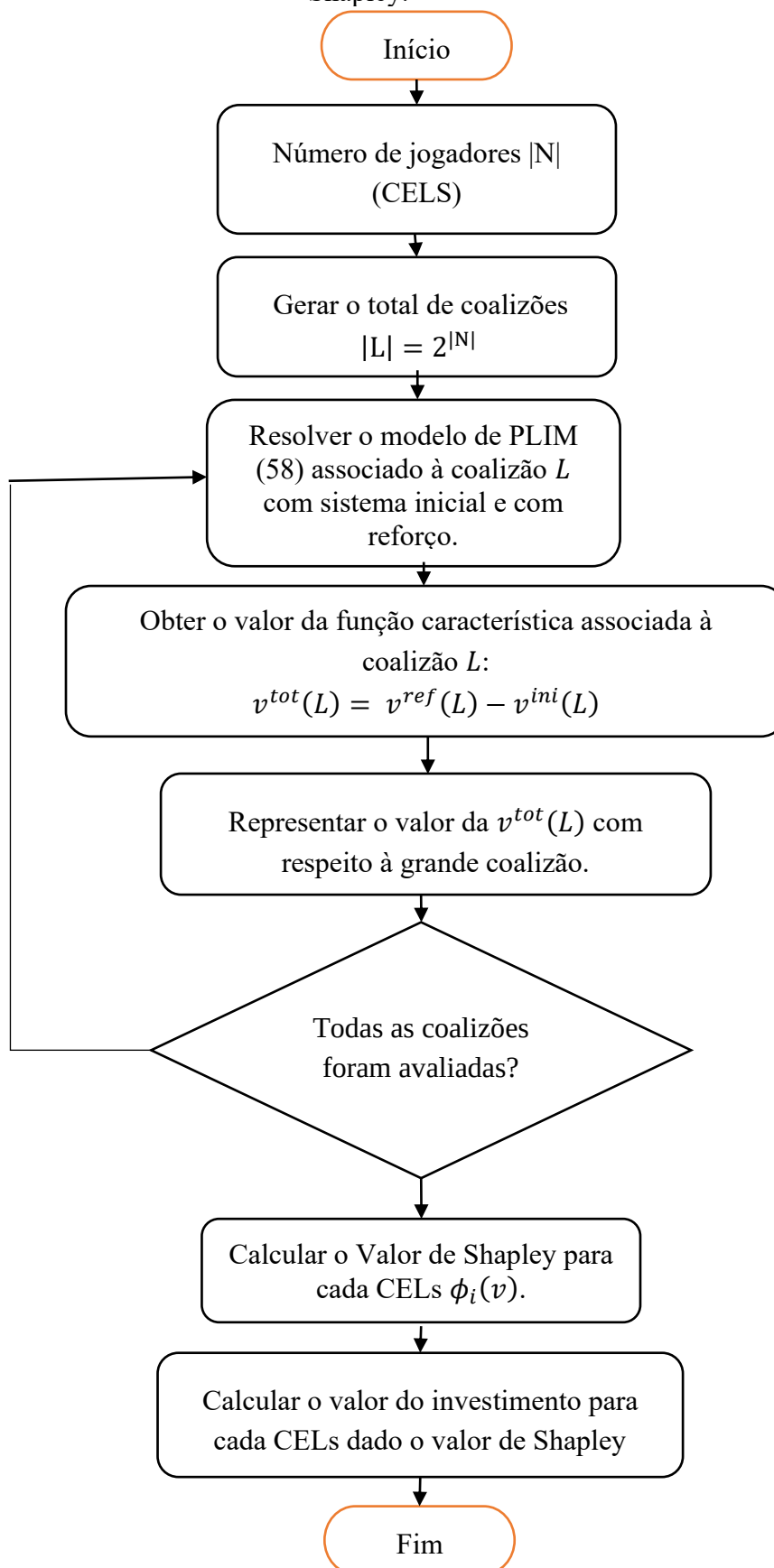
Assim, para obter o benefício líquido total ($v^{tot}(L)$) associado à coalizão L , é resolvido o modelo de PLIM (58) para a função característica $v(L)$, assim para obter o benefício líquido inicial ($v^{ini}(L)$) se resolve com a rede base e o benefício líquido com reforço ($v^{ref}(L)$), apresentada na equação (59):

$$v^{tot}(L) = v^{ref}(L) - v^{ini}(L) \quad \forall L \subseteq N \quad (59)$$

Assim, para avaliar a função característica $v^{tot}(L)$ dentro da equação de Shapley, é necessário expressar em termos percentuais os valores associados a cada coalizão L em relação ao valor da grande coalizão $v^{tot}(N)$. Isso visa permitir que o valor de Shapley $\phi_i(v^{tot})$ seja calculado com uma porcentagem com base nos benefícios líquidos obtidos para cada coalizão L , assim é possível determinar o valor do investimento atribuída a cada CELs em função do benefício líquido obtido, apresenta-se a equação (60). O processo de solução e apresentado na Figura 11.

$$\phi_i(v^{tot}) = \sum_{L: i \in L} \frac{(|L| - 1)! (|N| - |L|)!}{|N|!} [v^{tot}(L) - v^{tot}(L - \{i\})] \quad (60)$$

Figura 11 – Fluxograma para alocação de custos de investimentos utilizando o valor de Shapley.



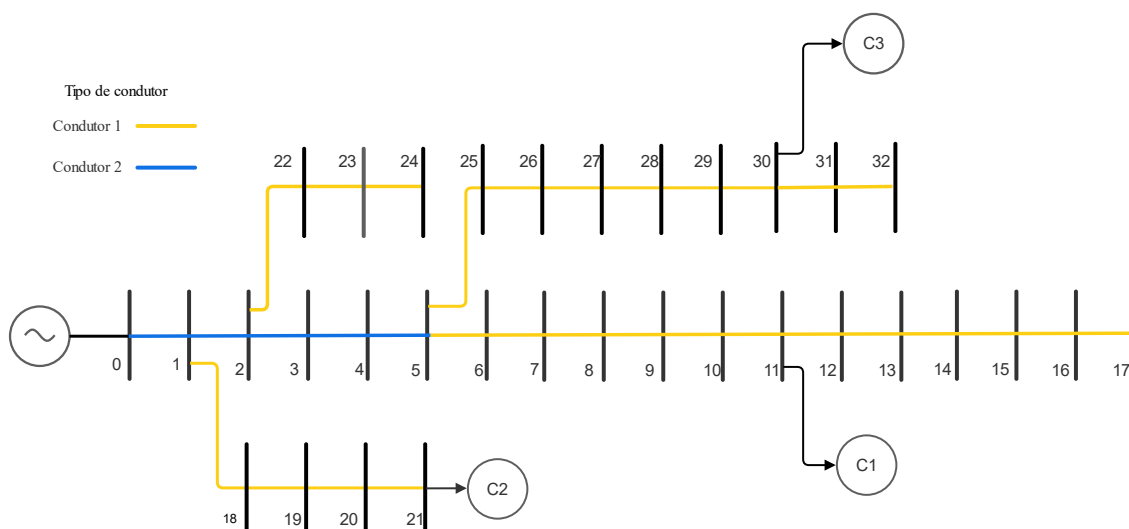
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

6 ANÁLISES E RESULTADOS

Para a análise das diferentes abordagens planteados e utilizada uma versão adaptada do sistema de teste IEEE de 33 barras (Baran; Wu, 1989) ilustrada na Figura 12. Esse sistema de distribuição é radial, possui uma tensão nominal de 13,8 kV e é composto por uma subestação, 32 barras de carga e 3 comunidades energéticas. Os valores da capacidade de geração total dos *prosumidores* em cada comunidade, assim como a demanda total desta, são apresentados na Tabela 2. É importante mencionar que apenas a geração de energia fotovoltaica é considerada dentro das comunidades, pois é a mais fácil de adotar em uma comunidade. A demanda total do sistema na hora pico é de 4,865 MW e 2,1 MVar.

As magnitudes máxima e mínima de tensão para o modelo foram de 1,05 p.u. e 0,90 p.u., respectivamente. Assumiu-se que o comprimento das linhas do sistema é de 1,5 km. O número de retas utilizado na linearização foi igual a 6 e os parâmetros θ_1 e θ_2 foram 6° e -4° , respectivamente.

Figura 12 – Sistema de 33 barras da IEEE com CELs.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

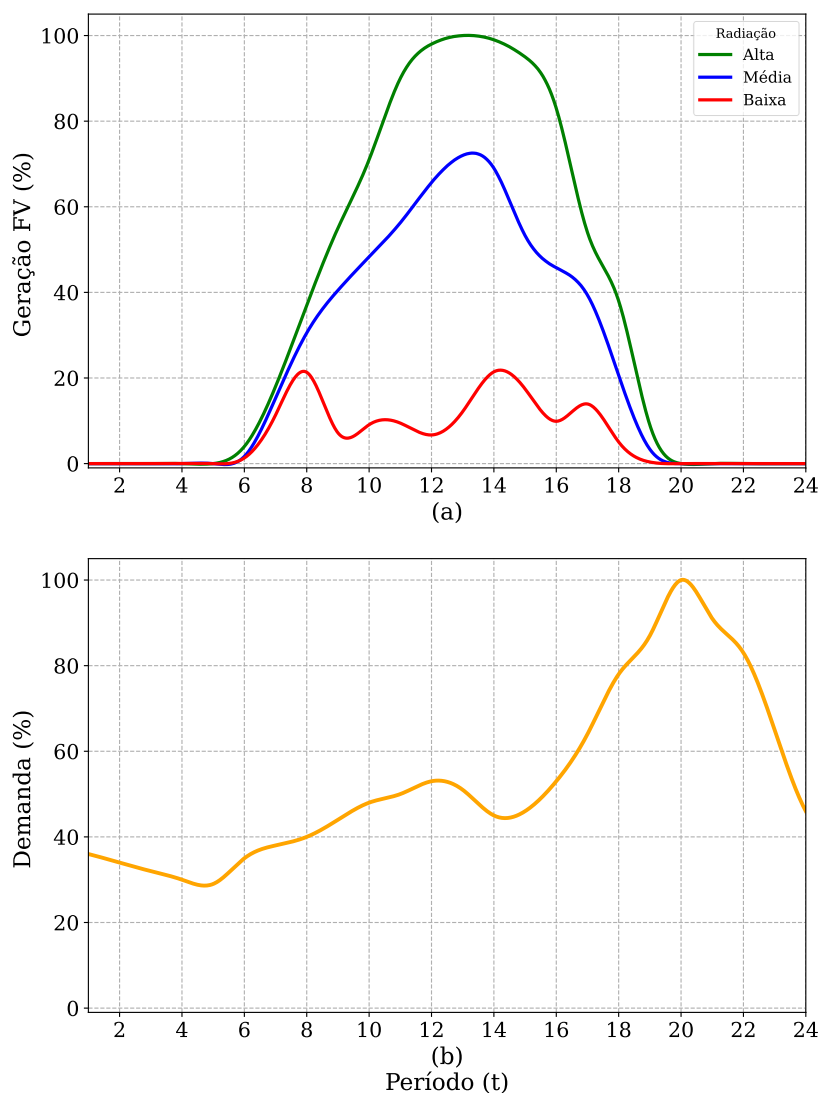
Tabela 2 – Valores de geração e demanda total de cada CEL.

Comunidade	Barra	Potência FV instalada do prosumer (kW)		Carga (kVA)
		I	II	
1	11	1800	1200	$500+j175$
2	21	1200	1500	$600+j200$
3	30	1300	1500	$400+j100$

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Adicionalmente, a Figura 4 (a) apresenta os cenários estocásticos relacionados à energia solar, onde são considerados três cenários de irradiação, representando um dia de alta, média e baixa radiação, com probabilidades (p_s) de 50%, 25% e 25%, respectivamente, assemelhando-se às variações da geração fotovoltaica. Na Figura 13 (b) mostra-se a curva de demanda ao longo de um dia.

Figura 13 – (a) Cenários de geração fotovoltaica; (b) curva de demanda de potência.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

O conjunto de tipos de condutores utilizados para o resolver o problema é apresentado na Tabela 3, conforme proposto por Franco *et al.* (2013). Os valores dos custos de reforço de um condutor do tipo b para um do tipo a são apresentados na Tabela 4. O modelo foi implementado utilizando a linguagem de programação matemática AMPL. (Fourer; Gay; Kernighan, 2002), e as soluções do problema foram obtidas por meio do solver comercial CPLEX (IBM, 2020) especializado em problemas de

otimização. O computador utilizado para encontrar a solução ótima dos problemas está equipado com um processador AMD Ryzen 7 5700G 3,80 GHz e 32 GB de RAM.

Tabela 3 – Características técnicas e econômicas dos tipos de condutores.

Tipo de condutor	R_a (Ω/km)	X_a (Ω/km)	$\bar{I}_a$ (A)
1	0,3655	0,2520	150
2	0,1932	0,2279	350

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 4 – Custo de reforço do tipo de condutor b para o tipo de condutor a (10^3 US\$/km).

		Para o tipo a	
		1	2
Do tipo b	0	30	35
	1	0	34
	2	–	0

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

6.1 TESTES REALIZADOS PARA O PROBLEMA DE SOC CONSIDERANDO CELs:

Nesta seção serão abordados os testes e resultados relacionados aos diferentes objetivos estabelecidos na formulação matemática, buscando uma avaliação abrangente da proposta. Simulações foram conduzidas para quatro casos.

6.1.1 CASO I

Nesta análise, aborda-se a problemática sob a perspectiva da concessionária, com o objetivo de reduzir a aquisição de energia na subestação no horizonte de planejamento ao aproveitar a energia das CELs, realizando investimentos no reforço de condutores. No cenário avaliado, considera-se a operação de três CELs no sistema, exclusivamente compostas por geração solar FV. O custo da energia comprada pela subestação é de 0,20 US\$/kWh.

Neste contexto, com o objetivo de determinar qual seria o custo da energia comprada pela subestação com o sistema inicial, o modelo apresentado em (38) é resolvido considerando os condutores do sistema base apresentado. O resultado da função

objetivo apresentou um custo de compra de energia de $10.233,93 \cdot 10^3$ US\$. A solução do modelo foi alcançada em 2 segundos, após 4 iterações, onde o erro das tensões para o modelo é desprezível, conforme apresentado na Tabela 5. Adicionalmente, conseguiu-se identificar um corte total de energia para as comunidades 1, 2 e 3 foi de 18,63 %, 4,01% e 17,21%, respectivamente, em relação à energia disponível para ser injetada na rede. Esses resultados evidenciam que ainda existe energia disponível nas CELs que poderia ser aproveitada pelo sistema para reduzir os custos de compra de energia na subestação.

Tabela 5 – Solução para o sistema inicial do problema de SOC com CELs.

Iteração	Função objetivo (10^3 US\$)	Erro de tensões (p.u.)
1	10.470,80	0,0427
2	10.307,16	0,0014
3	10.239,24	0,0001
4	10.233,93	<0,0001

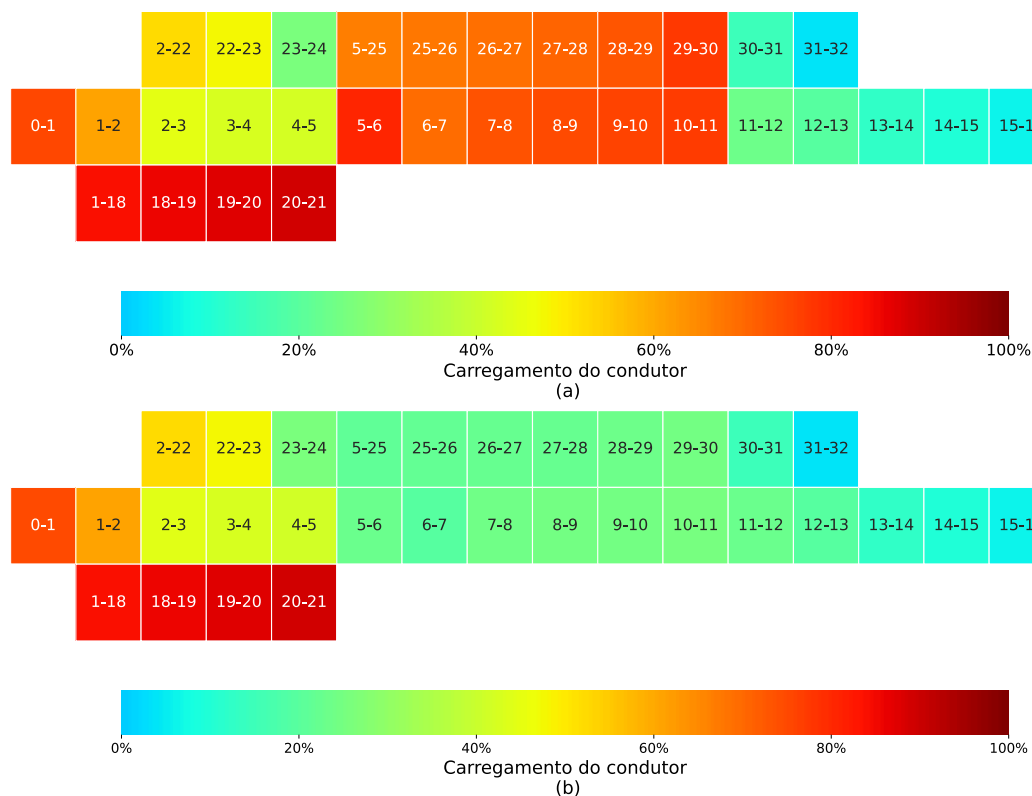
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A seguir, o modelo para o problema de SOC foi resolvido com o objetivo de aproveitar de maneira mais eficiente a energia das CELs. Os resultados apresentados na Tabela 6 mostram que o custo da função objetivo obtido foi de $9.719,88 \cdot 10^3$ US\$. A solução foi obtida após 4 iterações em um tempo de 13 min, onde o erro entre os valores estimados e reais das tensões foi menor que 0,0001 p.u. Desse valor, $612,00 \cdot 10^3$ US\$ representam o investimento no reforço de condutores, enquanto os $9.107,88 \cdot 10^3$ US\$ restantes correspondem à compra de energia na subestação. O modelo indica o reforço 12 circuitos, como mostrado na Figura 14. Desta forma, o sistema planejado consiste em 16 circuitos com o condutor tipo 2 e 16 circuitos com o condutor tipo 1.

Ao realizar o investimento no reforço da rede, é possível determinar que a concessionária pode obter uma redução de 11,00% nos custos de compras de energia na subestação. Além disso, o corte de energia nas comunidades 1, 2 e 3 é reduzido para 9,43%, 2,16% e 8,33%, respectivamente, em relação à energia disponível das comunidades. Embora ainda existam cortes de energia, o benefício líquido que pode obter a concessionária ao realizar o reforço é de $514,05 \cdot 10^3$ US\$. Essa melhoria na distribuição de energia contribui para a eficiência e sustentabilidade do sistema elétrico. Além disso, o aproveitamento dessa energia renovável proveniente das CELs permite aumentar o benefício social dentro do sistema.

eficazes para lidar com os desafios operacionais derivados da integração das comunidades na rede.

Figura 15 – Mapa de calor do carregamento dos condutores na (a) rede inicial e (b) na rede com reforço.



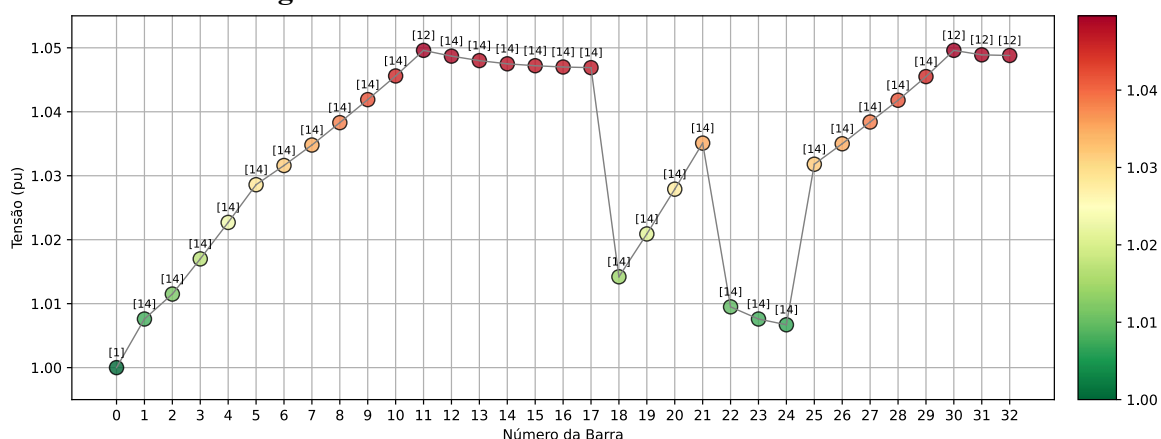
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A análise revela que os problemas de sobretensão estão predominantemente vinculados à geração das CELs, que é uma consideração crucial no planejamento da rede, especialmente em cenários onde a comunidade tem a possibilidade de injetar energia no SDDE. Com isso, pode-se ressaltar que o modelo proposto garante que as tensões sejam mantidas dentro dos limites operacionais estabelecidos, mesmo diante da injeção de energia pelas CELs. Este resultado reforça a efetividade do modelo no controle preciso das tensões, contribuindo para a operação segura e estável do sistema.

Na Figura 16 é apresentado o perfil de tensões máximas em cada barra do SDEE, associado ao período onde aconteceu. Destaca-se que as barras 11 e 30, correspondentes às comunidades 1 e 2, operam em proximidade ao limite máximo de tensão, registrando um valor de 1,049 p.u., durante o período 12, momento em que se observa o pico de geração fotovoltaica. Já a barra 21, da comunidade 3, apresenta uma tensão de 1,034 p.u. associada ao período 14. A análise revela que os problemas de sobretensão estão predominantemente vinculados à geração das CELs, que é uma consideração crucial no

planejamento da rede, especialmente em cenários onde a comunidade tem a possibilidade de injetar energia no SDDE. Com isso, pode-se ressaltar que o modelo proposto garante que as tensões sejam mantidas dentro dos limites operacionais estabelecidos, mesmo diante da injeção de energia pelas CELs. Este resultado reforça a efetividade do modelo no controle preciso das tensões, contribuindo para a operação segura e estável do sistema.

Figura 16 – Perfil de tensões máximas no SDEE.



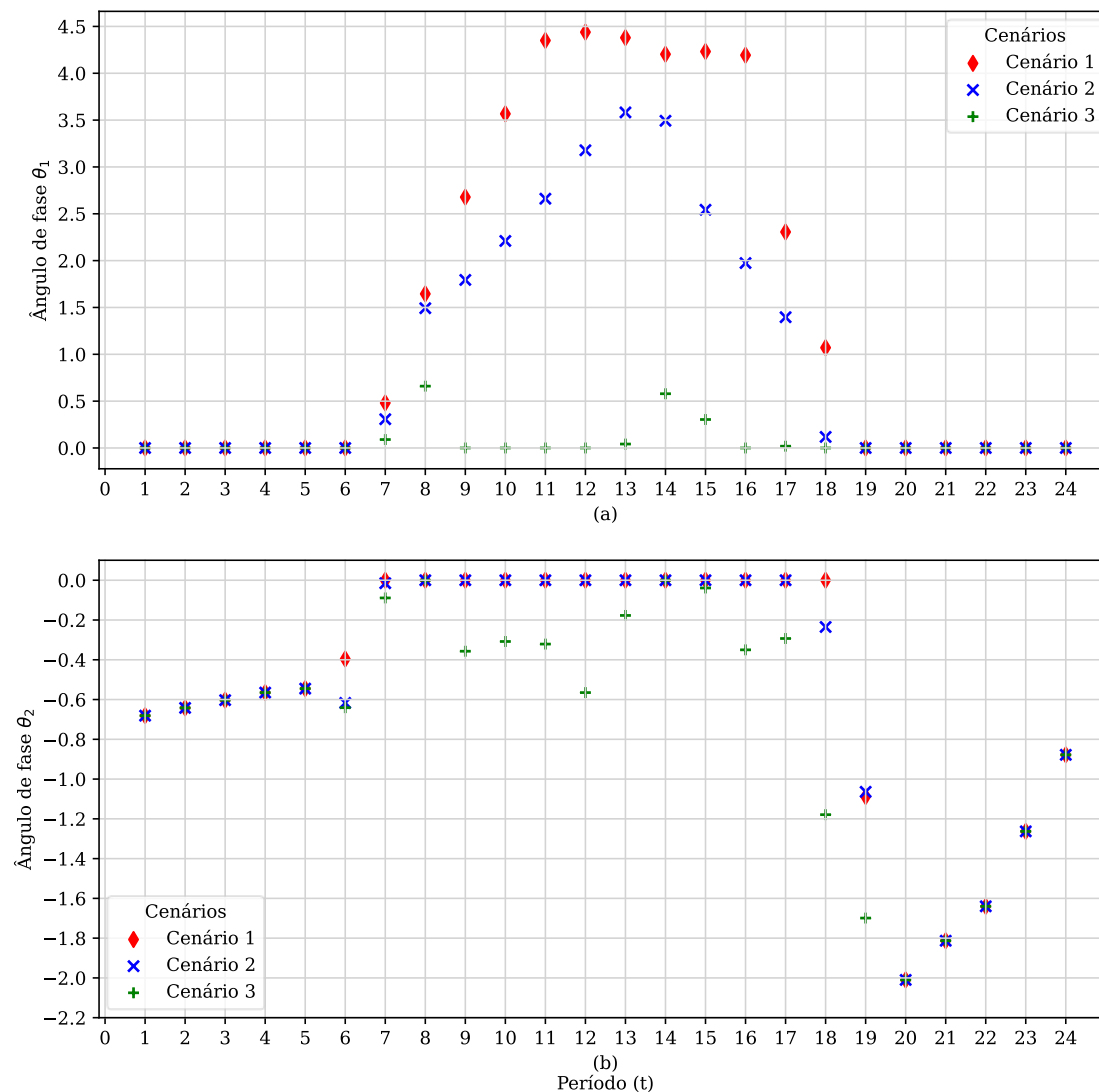
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A variação do ângulo de fase é parâmetro importante a ser analisado. Esse ângulo permanece na faixa de $[-2,01^\circ; 4,44^\circ]$. O valor mínimo relacionado com θ_2 pertence à barra 17 no período 20 onde tem-se a máxima demanda sendo o mesmo valor para cada cenário, ver Figura 17 (b). O valor máximo relacionado com θ_1 pertence à barra 11 onde está localizada a comunidade 1, este acontece no período 12 no cenário com alta radiação, sendo neste ponto onde se tem a máxima geração FV por parte da comunidade, ver Figura 17 (a). Assim pode-se comprovar que a variação do ângulo de fase em torno da tensão de referência na rede é pequena, premissa planteada para introduzir o conjunto de restrições lineares para os limites de tensão.

Para avaliar a eficácia e robustez do modelo, uma comparação é realizada na Tabela 7, permitindo observar a complexidade computacional ao resolver o problema de SOC utilizando tanto o modelo de PNLIM quanto o modelo de PLIM, para o caso de estudo proposto. O modelo não linear foi resolvido utilizando o mesmo computador e o solver KNITRO. Observa-se que o número de variáveis binárias é o mesmo para ambos os casos, enquanto o número de variáveis contínuas no modelo de PLIM é maior, assim como o número de restrições, devido à linearização por partes utilizada para os limites de tensão e corrente. No entanto, o tempo computacional para resolver o modelo de PLIM é quase 33 vezes menor. Além disso, o valor da função objetivo apresentado pelo modelo difere apenas em 0,59% do valor do modelo não linear. É importante ressaltar que o tipo

de condutor selecionado ao resolver ambos os modelos foi o mesmo, o que comprova a robustez do modelo. Isso demonstra a eficiência e a capacidade do modelo PLIM em encontrar soluções ótimas de forma mais rápida, tornando-o uma opção viável para problemas de SOC.

Figura 17 – Ângulos de tensão (a) máximos e (b) mínimos verificados nos testes.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 7 – Complexidade computacional ao resolver o problema de SOC com CEL.

	Modelo PNLIM	Modelo PLIM
Variáveis binárias	64	64
Variáveis contínuas	19.260	37.692
Restrições de igualdade	14.558	23.774
Restrições de desigualdade	4.617	38.529
Tempo computacional	400 min	12 min
Função Objetivo (10^3 US\$)	9.662,14	9.719,88 (+0,59%)

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Em resumo, embora o problema de SOC com CELs apresente uma complexidade computacional considerável, o uso de técnicas de programação linear, linearização de restrições e *solvers* comerciais especializados, ajuda a reduzir o tempo de resolução e encontrar soluções ótimas para sistemas de distribuição de energia. No entanto, é importante considerar o tamanho e a complexidade do sistema, bem como a disponibilidade de recursos computacionais adequados, ao abordar esse tipo de problema.

Assim também pode-se ver que ao implementar o modelo para o problema de SOC foi possível identificar a necessidade de reforço nos condutores do SDEE, permitindo reduzir as restrições técnicas e operacionais associadas aos condutores, assim pode-se observar uma redução no carregamento dos condutores provocadas pela operação das CELs. Essa ação resultou em uma redução de compra de energia da subestação e maximizou a utilização dos recursos renováveis provenientes das comunidades. Portanto, a implementação do modelo de SOC demonstrou ser uma solução para promover a integração das CELs e otimizar a capacidade da rede, permitindo uma operação segura e confiável do sistema.

6.1.2 CASO II

Neste caso, o problema é analisado a partir do ponto de vista das CELs, com foco em maximizar o benefício de cada uma delas ao vender seus excedentes de energia tanto para o OSD quanto para outras comunidades. São consideradas 3 CELs, as mesmas do caso anterior. Além disso, realiza-se uma análise de confiabilidade, levando em conta que o reforço do condutor será realizado com um condutor isolado, substituindo condutores nus, o que permite obter uma redução nos tempos de duração da falha e gerar um benefício para a CEL. Assim, para este caso é importante definir certos parâmetros utilizados: o preço de compra de energia da comunidade para o OSD ($\alpha_t^{C_{OSD}}$) é de 0,20 US\$/kWh, enquanto o preço de venda de energia da CEL para o OSD ($\alpha_t^{V_{OSD}}$) é de 0,15 US\$/kWh. O preço de venda/compra energia entre as CELs (α_t^{CEL}) é de 0,13 US\$/kWh.

Na análise de confiabilidade, são considerados 4 blocos de carga, os quais foram definidos a partir dos dispositivos de proteção, conforme ilustrado na Figura 18. O tempo de duração da falha para cada um desses blocos é apresentado na Tabela 8. Considerando que o reforço dos condutores será feito por um condutor isolado, é possível definir duas taxas de falha para cada tipo de condutor. Assim, para o condutor tipo 1, a taxa de falhas é de 2,7 falhas/km/ano, enquanto para o condutor isolado, condutor tipo 2, a taxa de falha

é de 2,1 falhas/km/ano. O fator de falhas permanentes (ξ) para redes de distribuição é de 0,3.

Tabela 8 – Tempos de duração da falha nos blocos.

Bloco	Duração da falha (t_w^{int}) (h)
1	0,50
2	0,83
3	0,67
4	0,75

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

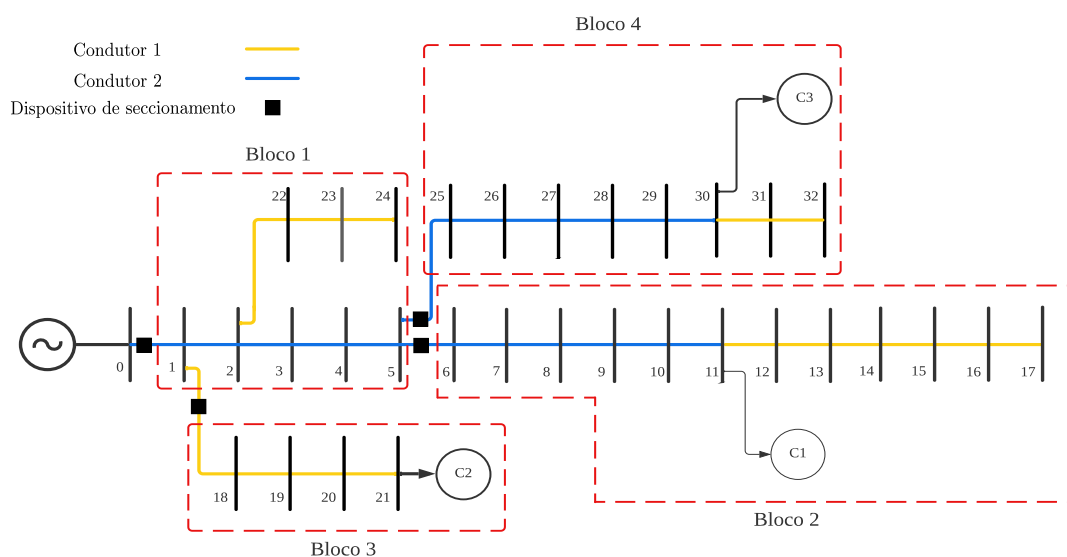
Para avaliar os benefícios de cada comunidade, bem como a melhoria na confiabilidade, foi conduzida uma análise comparativa entre o sistema base e o sistema com reforço, o qual foi obtido ao resolver o modelo proposto na equação (53). Além disso, é importante considerar que o valor total da função objetivo está dividido em três partes: o investimento em reforço, os custos de compra e venda de energia das CELs, e os custos associados à melhoria da confiabilidade. Portanto, a seguir, cada uma dessas partes será avaliada. O tempo computacional para resolver o modelo do problema para este caso foi de 13 min.

Na Tabela 9, são apresentados os benefícios da venda de energia obtidos por cada comunidade. É importante observar que o benefício da compra e venda ($CCV_i + CTE_i$) para cada comunidade na barra i é determinado pela diferença nos custos ao analisar o sistema com reforço e o sistema inicial; esse aumento na compra e venda de energia é devido ao investimento no reforço na rede, onde os condutores selecionados são apresentado na Figura 18, com um custo de investimento de 612,00 10³ US\$.

Tabela 9 – Benefício obtido pelas CELs ao realizar o reforço.

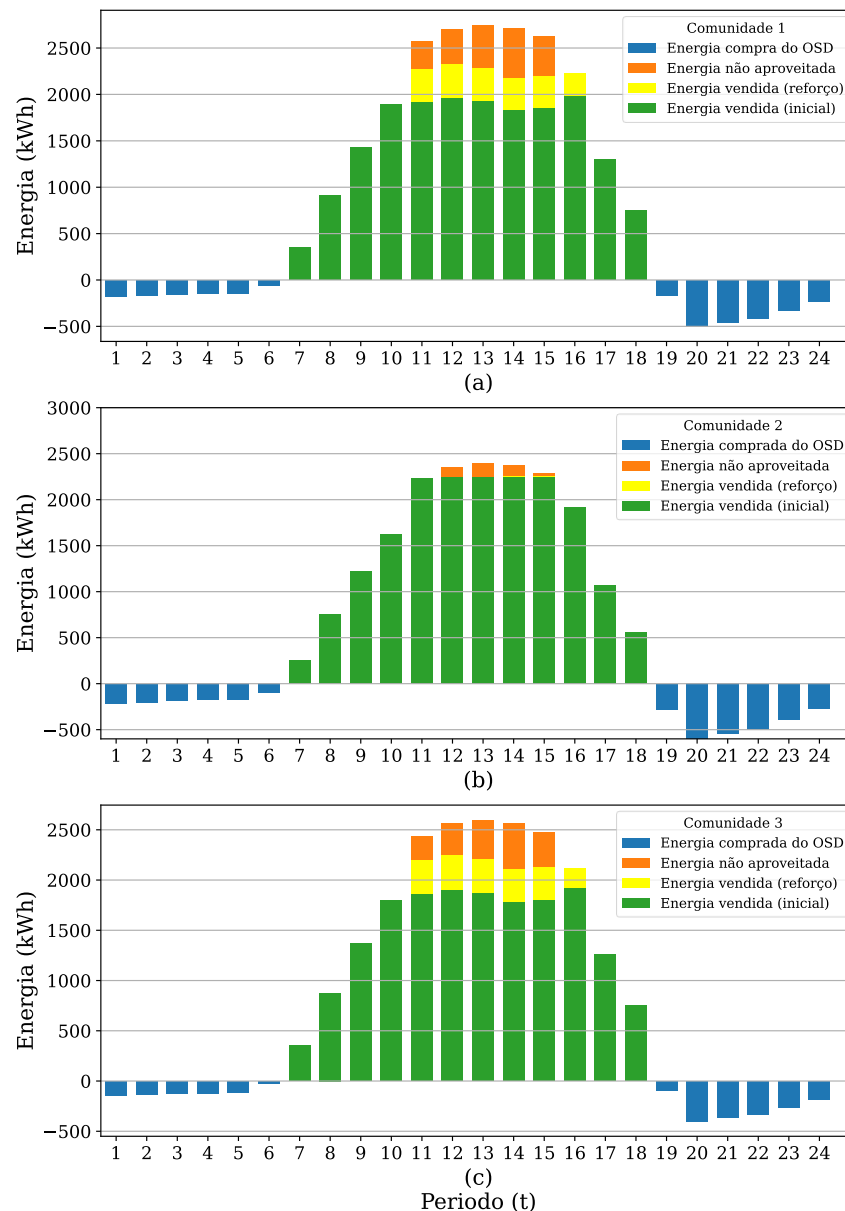
CEL	Compra/venda de energia inicial (10³ US\$)	Compra/venda de energia com reforço (10³ US\$)	Benefício compra/venda (10³ US\$)
1	3.624,80	4.045,10	420,30
2	2.993,10	2.995,30	2,20
3	3.849,88	4.240,76	390,87

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 18 – Blocos de carga para a análise de confiabilidade.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Na Figura 19 é possível observar os períodos de corte de energia da CEL. A barra de cor verde representa a energia que a CEL conseguiria vender com o sistema inicial, enquanto a barra amarela indica o aumento na quantidade de energia vendida pela CEL após a implementação do reforço. Por outro lado, a barra laranja representa a quantidade de energia que não está sendo aproveitada. Dessa forma, a quantidade de energia vendida pelas comunidades 1 e 3 aumenta 9,09% e 8,87%, respectivamente, em relação ao total que não estava sendo aproveitado inicialmente. Esses aumentos na venda de energia acontecem nos períodos das 11h até 16h. No entanto, a comunidade 2 apresenta um benefício menor, apenas 1,85%, o que pode não ser perceptível no gráfico. Na Tabela 10, são destacadas as reduções no corte de energia para cada uma das comunidades, evidenciando uma diminuição de quase metade na energia não aproveitada por cada uma delas.

Figura 19 – Compra/venda de energia das CEL.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 10 – Corte de energia na rede inicial e com reforço nas CELs.

CEL	Corte energia inicial (%)	Corte energia com reforço (%)
1	18,60	9,54
2	4,05	2,16
3	17,23	8,33

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Na análise de confiabilidade é determinado o índice DIC_z para cada bloco z . Esse índice permite avaliar a duração das interrupções associadas aos blocos onde as CELs estão localizadas. Ao considerar o reforço com o uso de condutores isolados nessas comunidades, é possível quantificar a redução do tempo de interrupção, representando

um benefício para as CELs. Essa redução de tempo de interrupção é um indicador valioso para as comunidades, pois permite fornecer eletricidade de forma mais consistente e contínua. Essa melhoria na confiabilidade não apenas contribui para uma operação mais eficiente das CELs, mas também tem implicações financeiras positivas. Ao minimizar as interrupções, elas podem aumentar a venda de energia ao longo do ano, o que permite aproveitar a energia renovável no sistema.

Na Tabela 11 são apresentadas as taxas de falha calculadas para cada bloco, tanto no sistema inicial quanto no sistema com reforço. Observa-se uma significativa diminuição nas falhas anuais nos blocos 2 e 4, onde estão localizadas as CELs 1 e 3, respectivamente. Essa melhoria resulta do reforço realizado para aumentar a venda de energia dessas CELs. A taxa de falha reduziu em 6,3 falhas/ano para os blocos 2 e 4. É importante destacar que, para os blocos 1 e 2, a taxa de falha não apresentou variações significativas, indicando que o reforço implementado teve um impacto direto na confiabilidade dos blocos das CELs especificadas.

Tabela 11 – Taxa de falha e DIC para cada um dos blocos do sistema.

Bloco	Taxa de falha (δ_w) (falhas/ano)		DIC _z (h)	
	Inicial	Reforço	Inicial	Reforço
1	30,75	30,75	4,61	4,61
2	54	47,7	18,11	16,54
3	18	18	8,21	8,21
4	36	29,7	12,71	11,30

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Ao utilizar essas taxas de falha e considerar as diretrizes para o cálculo do índice DIC em cada bloco, é crucial analisar quais blocos podem impactar outros no sistema. Nesse contexto, se ocorrer uma falha no bloco 1, isso afetará os blocos a jusante, ou seja, os blocos 1, 2 e 3. Por outro lado, se ocorrer uma falha nos blocos 1, 2 e 3, ela afetará exclusivamente esses blocos. Dessa maneira, pode-se calcular o valor do DIC para cada bloco utilizando a equação (41). Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 12. Notavelmente, os tempos de duração de falha para o bloco 2 tiveram uma redução de 1,58 h, e o bloco 4 apresentou uma redução de 1,40 h. Essa análise permite calcular os benefícios obtidos com essa redução nos tempos de interrupção, utilizando a equação (42). Assim, é calculado que o benefício para a comunidade 1, obtido ao reduzir a duração da interrupção no bloco onde está situada, é de $5,54 \cdot 10^3$ US\$. Por outro lado, a

comunidade 3 obtém um benefício de $5,15 \cdot 10^3$ US\$. A comunidade 2 não tem uma redução no DIC, não tendo então benefício.

Tabela 12 – Benefício obtido pela CELs ao melhorar a confiabilidade.

CEL	CCF_i (10^3 US\$)
1	5,54
2	0
3	5,15

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Neste caso, a abordagem do problema, direcionada ao impacto das CELs, busca identificar os potenciais benefícios decorrentes de investimentos no reforço do sistema com condutores, considerando o horizonte de planejamento. Observou-se que, mesmo após o reforço, algumas comunidades ainda apresentam um corte de energia na quantidade excedente que tem disponível para injetar na rede, a qual não está sendo plenamente aproveitada. No entanto, com o reforço realizado, essa capacidade se torna suficiente para aproveitar o excedente de energia renovável no sistema, gerando benefícios para as comunidades.

Ao analisar a comunidade 2, constatou-se que o reforço não resultou em benefícios significativos em comparação com outras comunidades. Da mesma forma, no exame de confiabilidade realizado, não foram identificados benefícios substanciais, pois o bloco onde a comunidade estava localizada não foi impactado positivamente pela melhoria nos condutores isolados. No entanto, as comunidades 1 e 3 obtiveram benefícios. Assim, a análise de confiabilidade proporciona uma visão sobre a influência nos benefícios obtidos pelas CELs ao realizar o reforço do sistema utilizando condutores isolados, pois a redução do índice DIC permite que a venda de energia da comunidade não seja afetada por falhas associadas aos condutores, no horizonte de planejamento, derivando em benefícios tanto para as CELs quanto para o sistema.

6.1.3 CASO III

Neste caso, é avaliado o método proposto na Seção 5.4, fundamentado na teoria dos jogos cooperativos, para alocar de maneira equitativa os investimentos realizados no sistema com base nos benefícios obtidos pelos jogadores. Inicialmente, são considerados três jogadores, correspondendo ao número total de comunidades no sistema, resultando

no conjunto de jogadores $N = \{1,2,3\}$. Para este conjunto, são definidas todas as possíveis coalizões $L \subseteq N$, sendo o número total de coalizões igual a $2^{|N|}$ resultando em um total de 8 coalizões.

Nesse contexto, é resolvido o modelo definido em (58) para obter os valores dos benefícios líquidos totais ($v^{tot}(L)$), em cada coalizão. A Tabela 13 resume os resultados obtidos, detalhando os custos associados ao benefício líquido. Na tabela são apresentados os benefícios brutos ($B_i(L)$) para a comunidade i associada à coalizão L e o custo de investimento $CIR(L)$ correspondente para cada coalizão. Assim pode-se obter uma análise detalhada dos benefícios líquidos associados a cada coalizão.

É importante notar que o benefício líquido máximo ocorre na grande coalizão $v^{tot}(\{1,2,3\})$, com um valor de $201,38 \cdot 10^3$ US\$, onde pode-se observar que os benefícios brutos individuais de cada comunidade não conseguiriam pagar o investimento total; isso pode-se verificar também para a coalizão $\{1,3\}$. Já para as coalizões $\{3\}$ e $\{2,3\}$ é possível observar que elas conseguem gerar um benefício líquido ao realizar um investimento no reforço, mas esses benefícios representam apenas uma fração do que seria obtido ao realizar um investimento maior. Já no caso das coalizões $\{1\}$, $\{2\}$ e $\{1,2\}$, não é gerado um benefício suficiente ao realizar um investimento na rede para tentar maximizar seus benefícios, seja de maneira individual ou em conjunto. Isso permite avaliar de melhor maneira os benefícios que podem ser obtidos em cada coalizão ao resolver o problema de otimização, proporcionando uma melhor ideia de qual seria o benefício que poderiam alcançar ao decidir trabalhar juntos.

Assim, para entender como será distribuído o custo de investimento entre os jogadores com base nos resultados obtidos pelas coalizões, é calculado o VS utilizando a expressão (60), permitindo uma repartição mais equitativa considerando os benefícios que cada jogador obteria nas coalizões. Na Tabela 14, são apresentados os valores necessários para o cálculo desse valor. Neste caso, o valor do benefício líquido para cada coalizão é representado como porcentagem com respeito ao valor máximo de benefício que pode ser obtido.

Tabela 13 – Benefícios líquidos totais para cada coalizão L .

L	$B_1(L)$ (10^3 US\$)	$B_2(L)$ (10^3 US\$)	$B_3(L)$ (10^3 US\$)	$CIR(L)$ (10^3 US\$)	$v^{tot}(L)$ (10^3 US\$)
$\{\emptyset\}$	0	0	0	0	0
$\{1\}$	0	0	0	0	0
$\{2\}$	0	0	0	0	0
$\{3\}$	0	0	85,49	51,00	34,49
$\{1, 2\}$	0	0	0	0	0
$\{1, 3\}$	420,10	0	390,14	612,00	198,24
$\{2, 3\}$	0	0,2985	81,37	51,00	30,67
$\{1, 2, 3\}$	420,30	2,20	390,87	612,00	201,38

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 14 – Dados para o cálculo do VS.

Coalizão L	Tamanho da coalizão $ L $	$v^{tot}(L)$ (%)
$\{\emptyset\}$	0	0
$\{1\}$	1	0
$\{2\}$	1	0
$\{3\}$	1	17,1
$\{1, 2\}$	2	0
$\{1, 3\}$	2	98,4
$\{2, 3\}$	2	15,2
$\{1, 2, 3\}$	3	100,0

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Na Tabela 15, são evidenciadas diferenças nas alocações dos custos de investimento para cada CEL entre a abordagem equitativa e o VS. Em particular, a CEL 1 recebe uma porcentagem mais elevada conforme o VS em comparação com a distribuição equitativa. Isso sugere que, em termos de contribuição marginal média, a

CEL 1 exerce um impacto considerável nas coalizões, resultando em uma alocação mais substancial no investimento total de acordo com o VS.

Além disso, a CEL 3 experimenta uma mudança significativa entre ambas as alocações. Embora receba 48,06% na distribuição equitativa, sua participação diminui para 41,81% no VS. Este ajuste poderia indicar que, embora a CEL 3 contribua para o benefício total, sua contribuição marginal média é menor em comparação com a CEL 1. Dessa forma, o VS ajusta a alocação para refletir essas diferenças na contribuição marginal.

Tabela 15 – Valor de Shapley para cada CEL.

<i>CEL</i>	Equitativo (%)	VS (%)	Investimento definido segundo o VS (10³ US\$)
1	51,67	57,99	354,88
2	0,27	0,20	1,25
3	48,06	41,81	255,86
Total	100	100	612,00

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Em resumo, a comparação entre a distribuição equitativa e o VS destaca como a abordagem de Shapley leva em consideração as contribuições individuais de cada CEL de maneira mais detalhada. A alocação é feita considerando as contribuições marginais médias em diferentes coalizões, o que pode levar a alocações mais justas e equitativas com base na influência real de cada jogador na cooperação.

Um ponto crucial a ser considerado ao realizar a análise utilizando a método proposto é a necessidade de resolver o fluxo de potência para cada coalizão, tanto para a rede inicial quanto aplicando o modelo proposto de PLIM para SOC. Isso pode resultar em tempos computacionais significativos, sendo um aspecto a ser discutido. No presente caso, o tempo necessário para avaliar todas as coalizões foi de 31 minutos. Essa consideração é essencial, especialmente devido ao impacto c , e pode influenciar as decisões relacionadas à escolha da abordagem analítica.

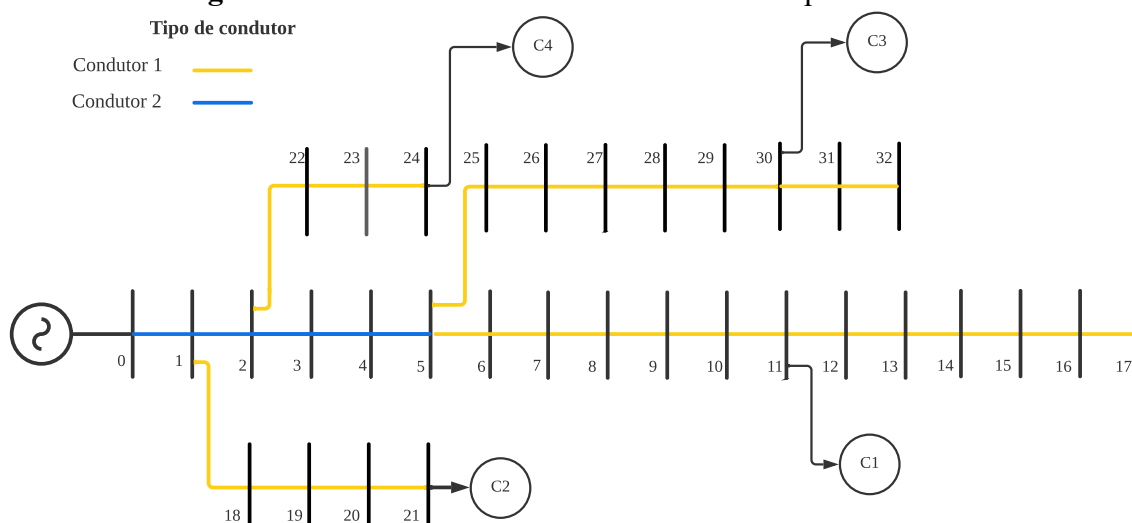
6.1.4 CASO IV

Neste caso, considera-se a integração de uma nova comunidade na rede elétrica, sem GD, buscando participar ativamente no mercado local para aproveitar a energia gerada pelas comunidades elétricas locais. Ao ingressar nesse contexto, a nova

comunidade poderia obter custos mais baixos na aquisição de energia, mas também estaria sujeita a contribuir na distribuição dos custos de investimento necessários para melhorar a infraestrutura da rede. Conforme ilustrado Figura 20, essa comunidade específica está na barra 24 e apresenta uma carga de $500 - 200j \text{ kVA}$.

Ao incorporar essa nova comunidade na análise, o objetivo é calcular seu benefício, considerando os custos associados à compra de energia, tanto do operador quanto das CELs, ao participar do mercado energético, em comparação se comprasse só do OSD. Essa avaliação permitirá entender o impacto financeiro e os potenciais benefícios para a nova comunidade ao entrar no mercado local de energia. A diferença entre essas quantidades determina o benefício que poderia ser alcançado no horizonte de planejamento. Baseado nesse benefício obtido, tal como foi realizado no caso anterior, pretende-se identificar o custo de investimento atribuído a essa nova comunidade, já que ao participar do mercado de energia, ela também assumiria parte dos custos relacionados ao reforço do sistema elétrico.

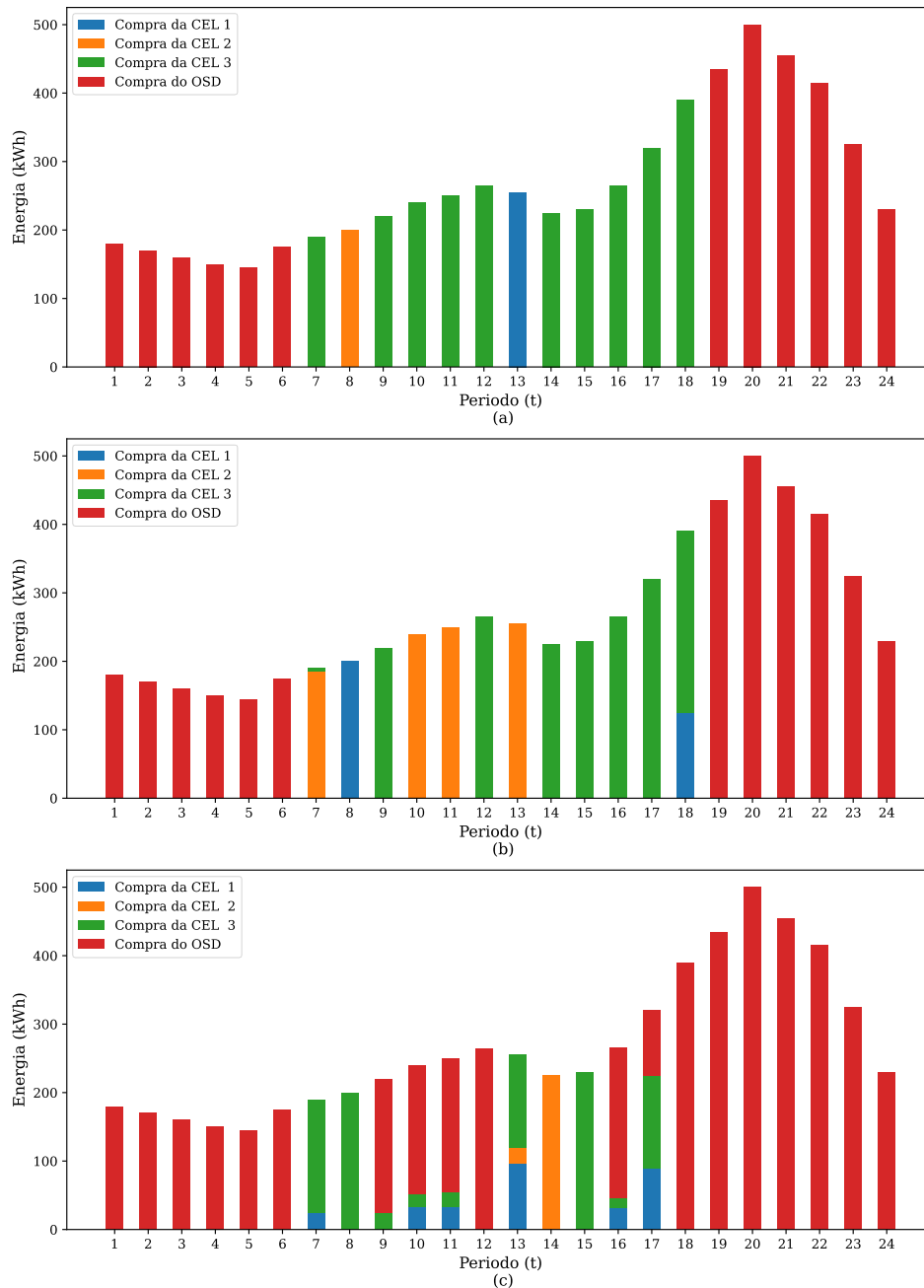
Figura 20 – Sistema de 33 barras da IEEE com quatro CELs.



O preço definido para a compra de energia desta comunidade foi definido em 0,14 US\$/kWh. Esta análise se apresenta como uma ferramenta interessante para avaliar a viabilidade e os benefícios potenciais decorrentes da participação da nova comunidade nas transações de energia. Na Figura 21, são apresentados os cenários, nos quais a comunidade nova adquiriria energia das demais comunidades, especificando as quantidades em cada período, assim como nos períodos em que ela compraria do OSD. Essa aquisição de energia das outras comunidades resulta em benefícios para a comunidade nova. Dessa forma, é possível avaliar qual seria o benefício dela ao adquirir energia diretamente das outras comunidades a um preço menor em comparação ao

comprar do OSD. Esses benefícios obtidos pela comunidade, visa contribuir para os investimentos realizados no reforço da infraestrutura do SDEE, para aproveitar a energia das outras CELs.

Figura 21 – Energia comprada pela CEL 4 do OSD nos cenários de (a) alta (b) media e (c) baixa irradiação.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Os resultados da implementação do método proposto são apresentados na Tabela 16. Nota-se que a comunidade 4 alcança um benefício individual superior em comparação com as outras CELs, na grande coalizão $\{1,2,3,4\}$, onde é obtido o benefício líquido máximo $v^{tot}(\{1,2,3\})$, com um valor de $607,84 \cdot 10^3$ US\$. Dessa forma, surge um interesse na nova comunidade em participar dos custos do investimento conforme os

benefícios que pode obter decorrentes da compra de energia renovável das outras CELs. Um ponto a ser observado é que, nas coalizões $\{1,4\}$, $\{2,4\}$ e $\{1,2,4\}$, o benefício líquido é exclusivamente da CEL 4. Por outro lado, nas coalizões $\{3,4\}$ e $\{2,3,4\}$, ocorre um investimento em reforço o qual é realizado a fim da comunidade 4 maximizar seu benefício além de gerar um benefício para a comunidade 3. Pode-se observar que a comunidade 2 não apresenta benefícios em nenhuma das coalizões, tornando-se assim em um jogador nulo dentro do jogo. Neste caso, o valor do benefício líquido para cada coalizão é representado na coluna final como porcentagem com respeito ao valor máximo de benefício que pode ser obtido.

Assim, utilizando os dados obtidos, é calculado o VS para cada CEL utilizando a expressão (60), obtendo os resultados apresentados na Tabela 17. É importante observar que a CEL 2, identificada como um jogador nulo no jogo cooperativo, resulta em uma alocação de custos igual a zero. Ao utilizar o VS, as alocações mudam significativamente em comparação com a alocação equitativa, a CEL 1 recebe 15,75%, a CEL 3 obtém 14,70%, enquanto a CEL 4, que inicialmente pagaria 36,36% dos custos de investimento, agora tem que pagar 69,56%. Essa diferença substancial nas alocações pode ser atribuída à consideração do VS, que leva em conta a contribuição marginal de cada comunidade para todas as coalizões possíveis. Por outra parte, o tempo computacional ao resolver o problema foi de 53 min, o qual pode aumentar conforme o método integre um maior número de jogadores.

Além disso, a distribuição equitativa assume uma divisão igualitária dos investimentos, enquanto o Valor de Shapley reflete a contribuição específica de cada comunidade para o benefício global, o que pode resultar em uma distribuição mais ajustada às contribuições efetivas de cada comunidade. A diferença nas alocações destaca a sensibilidade do resultado aos detalhes do método de alocação escolhido, enfatizando a importância de considerar as características individuais das comunidades ao distribuir investimentos de maneira justa.

Tabela 16 – Benefícios líquidos totais para cada coalizão L .

L	$B_1(L)$ (10 ³ US\$)	$B_2(L)$ (10 ³ US\$)	$B_3(L)$ (10 ³ US\$)	$B_4(L)$ (10 ³ US\$)	$CIR(L)$ (10 ³ US\$)	$v^{tot}(L)$ (10 ³ US\$)	$v^{tot}(L)$ (%)
$\{\emptyset\}$	0	0	0	0	0	0	0
$\{1\}$	0	0	0	0	0	0	0
$\{2\}$	0	0	0	0	0	0	0
$\{3\}$	0	0	0	0	0	0	0
$\{4\}$	0	0	0	440,67	0	440,67	72,50
$\{1,2\}$	0	0	0	0	0	0	0
$\{1,3\}$	418,8	0	388,65	0	612,00	195,45	32,15
$\{1,4\}$	0	0	0	442,14	0	442,14	72,74
$\{2,3\}$	0	0	0	0	0	0	0
$\{2,4\}$	0	0	0	442,26	0	442,26	72,76
$\{3,4\}$	0	0	13,77	443,12	51,00	405,89	66,78
$\{1,2,3\}$	419,38	0	389,87	0	612,00	197,25	32,45
$\{1,2,4\}$	0	0	0	443,13	0	443,13	72,90
$\{1,3,4\}$	412,3	0	334,87	435,23	612,00	570,4	93,84
$\{2,3,4\}$	0	0	19,27	443,25	51,00	411,52	67,70
$\{1,2,3,4\}$	414,38	0	361,89	443,57	612,00	607,84	100,00

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 17 – Valor de Shapley para cada CEL.

<i>CEL</i>	Equitativo (%)	VS (%)	Investimento definido segundo o VS (10³ US\$)
1	33,97	15,75	96,36
2	-	-	-
3	29,67	14,70	89,94
4	36,36	69,56	425,70
Total	100	100	612,00

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

7 CONCLUSÕES

O problema de seleção ótima de condutores (SOC) torna-se relevante ao considerar a adoção de comunidades elétricas locais (CELs) no sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE). A resolução do problema busca integrar as comunidades de maneira eficaz à rede elétrica, visando a utilização eficiente da energia renovável gerada pelas CELs no SDEE, mantendo a operação estável do sistema.

Nesta dissertação, foi apresentado um método baseado em uma formulação de Programação Linear Inteira Mista para resolver o problema de SOC considerando a participação de CELs em sistemas de distribuição radial. A formulação proposta é versátil, permitindo abordar diferentes objetivos, tanto aqueles associados à concessionária de energia quanto às CELs, e possibilitando a maximização do aproveitamento dos excedentes de energia renovável das comunidades. O uso desse modelo assegura a convergência para uma solução ótima, facilitada pelo emprego de *solvers* convencionais.

O método demonstrou eficiência ao lidar com a integração das CELs, garantindo que operem dentro das restrições operacionais do sistema e considerando as injeções de energia. A avaliação dos valores revelou uma operação próxima ao limite máximo durante o pico da geração fotovoltaica, com um valor de 1,049 p.u., sendo eficaz na mitigação do problema de sobretensão. Além disso, os ângulos de fase permaneceram dentro dos limites estabelecidos, com valores mínimos e máximos de $[-2,01^\circ; 4,44^\circ]$, evidenciando a estabilidade do sistema. A redução significativa na sobrecarga dos condutores após o reforço das linhas próximas às CELs, uma diminuição de 70% para 40%, demonstra a eficácia das medidas implementadas. Portanto, conclui-se que o modelo proposto é capaz de integrar as CELs de forma segura e confiável, garantindo a estabilidade operacional e confiabilidade do sistema elétrico.

Assim como resultado da implementação do modelo para o problema de SOC, verificou-se um aumento no aproveitamento da energia dentro do sistema, impulsionado pelo reforço nas linhas de distribuição o qual permitiu uma maior injeção de energia pelas CELs. Essa maior eficiência nas trocas de energia permitiu reduzir a necessidade de compra de energia da subestação em um 11,00% e reduzir os cortes de energia nas comunidades 1, 2 e 3 em 9,20%, 1,85% e 8,88%, respectivamente, maximizando o uso dos recursos renováveis provenientes das comunidades.

Além disso, foi aferido um aumento nos benefícios obtidos pelas CELs ao conseguir vender o excedente de energia para o operado do sistema de distribuição (OSD), o que indica um aumento na capacidade do sistema de para permitir as transações de energia entre as comunidades como o OSD, tanto com as outras CEL. Houve um aumento de 9,09% e 8,87% na energia vendida pelas Comunidades 1 e 3, respectivamente, em comparação com o total inicialmente não aproveitado. No entanto, a Comunidade 2 registrou um benefício menor, de apenas 1,85%. Assim, conclui-se que a integração das CELs no planejamento e operação do sistema elétrico é uma abordagem promissora para promover a sustentabilidade energética e a transição para uma matriz mais limpa. A otimização do uso de recursos energéticos e o reforço adequado da rede são alternativas viáveis para alcançar um sistema energético mais eficiente, resiliente e com menores impactos ambientais.

A análise de confiabilidade incorporada revelou que o reforço da rede contribui para o aumento dos benefícios das CELs. A redução na duração das interrupções (DIC) nos blocos onde estão localizadas as CELs, ao considerar o reforço com condutores isolados, resulta em um aumento nas vendas de energia ao longo do horizonte de planejamento. Os tempos de DIC para o bloco 2 e o bloco 4 foram reduzidos em 1,58 horas e 1,40 horas, respectivamente. Assim, o benefício para a Comunidade 1, associado a essa redução, é de $5,54 \cdot 10^3$ US\$, enquanto para a Comunidade 3 o benefício é de $5,15 \cdot 10^3$ US\$. Esses resultados destacam a importância do reforço da rede para melhorar a confiabilidade e aumentar os benefícios das CELs, proporcionando uma infraestrutura elétrica mais robusta e resiliente.

O método proposto para a alocação justa dos investimentos, utilizando o Valor de Shapley (VS), destaca a importância de atribuir de maneira equitativa os custos associados ao reforço do sistema elétrico, considerando os benefícios de cada CEL nas coalizões. A alocação é realizada ao levar em conta as contribuições marginais médias em diferentes coalizões envolvendo as CELs, resultando em atribuições de custos de investimento mais justas e equitativas com base nos benefícios obtidos. Nos casos III e IV, respectivamente, observa-se diferenças substanciais nas alocações de custos de investimento ao aplicar o método proposto em comparação com a abordagem equitativa. No caso III, a alocação de custos para a CEL 1 aumenta significativamente com o método do VS, passando de 51,67% na distribuição equitativa para 57,99%, enquanto a alocação para a CEL 3 diminui, caindo de 48,06% para 41,81%. No caso IV, a alocação para a CEL 1 e a CEL 3 também são afetadas, recebendo 15,75% e 14,70% dos custos no VS,

respectivamente. A maior mudança ocorre na alocação para a CEL 4, que aumenta drasticamente para 69,56% aplicando o método baseado no VS. Esses resultados destacam a importância do VS em considerar a contribuição marginal de cada comunidade para todas as coalizões possíveis, visando uma distribuição mais justa e eficiente dos custos de investimento entre os jogadores.

No entanto, é importante observar que o método proposto, embora eficiente na abordagem da problemática de alocação de custos, demanda um esforço computacional considerável devido à avaliação do fluxo de potência para cada coalizão. Ao comparar os tempos do caso III com o caso IV, ao adicionar um jogador ao jogo, este aumenta em 22 minutos, devido ao crescimento exponencial no número de coalizões possíveis. Esse aspecto computacional complexo deve ser levado em consideração ao implementar o método, especialmente em contextos em que o tempo de processamento é uma consideração crítica. Além disso, a integração de novos elementos no sistema pode complicar ainda mais a resolução do método para a tomada de decisão no investimento, tornando essencial uma análise mais cuidadosa e detalhada para evitar tempos excessivos de processamento ao resolver o método.

Como proposta para futuras pesquisas, sugere-se realizar uma análise abrangente que integre técnicas de reforço suave e rígido, visando estabelecer um planejamento proativo para redes elétricas futuras. O objetivo principal é ampliar a capacidade do SDEE para acomodar uma maior penetração de recursos energéticos distribuídos (DERs) com uma mínima necessidade de substituição de equipamentos primários da rede, como condutores e transformadores. Nesse contexto, é crucial considerar as incertezas associadas às novas tecnologias na rede, como geração eólica, veículos elétricos e sistemas de armazenamento, bem como a flexibilidade que essas tecnologias podem oferecer à rede. Essa abordagem é vital não apenas para garantir a eficiência operacional da rede, mas também para estabelecer uma base sólida no desenvolvimento de novos projetos de eletrificação em um cenário de transição energética.

Sugere-se explorar técnicas ou métodos para melhorar a confiabilidade do sistema elétrico, especialmente em relação à operação isolada nos blocos onde estão localizadas as comunidades de energia. Isso poderia envolver o desenvolvimento de estratégias de planejamento que garantam a capacidade do sistema de operar de forma isolada em casos de contingência, como falhas na rede principal ou eventos climáticos extremos. Além disso, investigar como as CELs podem trabalhar de forma isolada nessas circunstâncias pode abrir portas para novos serviços que as comunidades podem oferecer para o OSD,

além de gerar benefícios adicionais para elas mesmas. Esses esforços podem contribuir significativamente para aumentar a resiliência e a confiabilidade do sistema elétrico, garantindo uma oferta contínua de energia mesmo em situações adversas.

Outra abordagem para trabalhos futuros a partir desta pesquisa envolveria a exploração de uma simplificação no cálculo do VS para tornar o método de alocação de investimentos mais acessível e menos intensivo computacionalmente, especialmente ao lidar com um número maior de jogadores no jogo cooperativo. Além disso, seria interessante conduzir uma análise comparativa com outros métodos de solução da teoria dos jogos cooperativos, como o core (núcleo) e o nucleolus. Essa abordagem permitiria uma compreensão mais aprofundada das vantagens e limitações de cada método, contribuindo para o desenvolvimento de estratégias mais eficazes na alocação de recursos e tomada de decisões colaborativas.

REFERÊNCIAS

- ABAPOUR, S.; NAZARI-HERIS, M.; MOHAMMADI-IVATLOO, B.; TARAFDAR HAGH, M. Game theory approaches for the solution of power system problems: A comprehensive review. **Archives of Computational Methods in Engineering**, Dordrecht, v. 27, n. 1, p. 81–103, 2020. ISSN: 1886-1784.
- ABDELAZIZ, A. Y.; FATHY, A. A novel approach based on crow search algorithm for optimal selection of conductor size in radial distribution networks. **Engineering Science and Technology, an International Journal**, Amsterdam, v. 20, n. 2, p. 391–402, abr. 2017. ISSN: 2215-0986.
- ABDEL-RAOUF, O.; ELSISY, M.; KELASH, E. A survey of game theory applications in electrical power micro-grid systems. **International Journal of Computer Applications**, New York, v. 177, p. 25–34, fev. 2020.
- ABIDEEN, M. Z. U.; ELLABBAN, O.; AL-FAGIH, L. A review of the tools and methods for distribution network's hosting capacity calculation. **Energies**, Basel, v. 13, n. 11, p. 2758, jun. 2020. ISSN: 1996-1073.
- AGENCY EUROPEAN ENVIRONMENT. **Energy prosumers in Europe—Citizen participation in the energy transition**, European Environment Agency (EEA) Luxembourg, 2022.
- AGHAJAN-ESHKEVARI, S.; AZAD, S.; NAZARI-HERIS, M.; AMELI, M. T.; ASADI, S. Charging and discharging of electric vehicles in power systems: An updated and detailed review of methods, control structures, objectives, and optimization methodologies. **Sustainability**, Basel, v. 14, n. 4, p. 2137, 2022. ISSN: 2071-1050.
- ALGABA, E.; FRAGNELLI, V.; SÁNCHEZ-SORIANO, J. **Handbook of the Shapley value**. London: CRC Press, 2019.
- AWAD, H.; GÜL, M. Optimisation of community shared solar application in energy efficient communities. **Sustainable Cities and Society**, Amsterdam, v. 43, p. 221–237, nov. 2018. ISSN: 2210-6707.
- AZIM, M. I.; POURMOUSAVI, S. A.; TUSHAR, W.; SAHA, T. K. Feasibility study of financial P2P energy trading in a grid-tied power network. Em: 2019 IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING (PESGM) 2019, **Proceedings [...]** Piscataway: IEEE, 2019. p. 1–5.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, abr. 1989. ISSN: 0885-8977.
- BAUWENS, T.; SCHRAVEN, D.; DREWING, E.; RADTKE, J.; HOLSTENKAMP, L.; GOTCHEV, B.; YILDIZ, Ö. Conceptualizing community in energy systems: A

systematic review of 183 definitions. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 156, p. 111999, mar. 2022. ISSN: 1364-0321.

BECKER, S.; KUNZE, C.; VANCEA, M. Community energy and social entrepreneurship: Addressing purpose, organisation and embeddedness of renewable energy projects. **Journal of Cleaner Production**, Amsterdam, v. 147, p. 25–36, mar. 2017. ISSN: 0959-6526.

BOULANGER, S. O. M.; MASSARI, M.; LONGO, D.; TURILLAZZI, B.; NUCCI, C. A. Designing collaborative energy communities: A european overview. **Energies**, Basel, v. 14, n. 24, p. 8226, dez. 2021. ISSN: 1996-1073.

BRENNA, M.; FOIADELLI, F.; ZANINELLI, D.; GRADITI, G.; DI SOMMA, M. The integration of electric vehicles in smart distribution grids with other distributed resources. Em: **Distributed energy resources in local integrated energy systems**. Cambridge: Elsevier, 2021. p. 315–345.

BRUMMER, V. Community energy – benefits and barriers: A comparative literature review of community energy in the UK, Germany and the USA, the benefits it provides for society and the barriers it faces. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 94, p. 187–196, out. 2018. ISSN: 1364-0321.

BUSCH, H.; RUGGIERO, S.; ISAKOVIC, A.; HANSEN, T. Policy challenges to community energy in the EU: A systematic review of the scientific literature. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 151, p. 111535, nov. 2021. ISSN: 1364-0321.

CARAMIZARU, A.; UIHLEIN, A. **Energy communities: An overview of energy and social innovation**. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2020. Disponível em: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC119433>. Acesso em: 4 jan. 2024.

CEGLIA, F.; MARRASSO, E.; PALLOTTA, G.; ROSELLI, C.; SASSO, M. The state of the art of smart energy communities: A systematic review of strengths and limits. **Energies**, Basel, v. 15, n. 9, p. 3462, maio 2022. ISSN: 1996-1073.

CHALKIADAKIS, G.; ELKIND, E.; WOOLDRIDGE, M. Cooperative game theory: Basic concepts and computational challenges. **IEEE Expert / IEEE Intelligent Systems - EXPERT**, Piscataway, v. 27, p. 86–90, maio 2012.

CHHETRI, S. B.; PANDEY, R. P.; KARKI, M. Optimal conductor reinforcement and hosting capacity enhancement for radial distribution line of Beni feeder. Em: PROCEEDINGS OF 10TH IOE GRADUATE CONFERENCE 2021, **Proceedings [...]** Lalitpur: p. 107 – 114.

CHIHOTA, M. J.; BEKKER, B. New planning principles for distribution networks with penetration of distributed energy resources. Em: 2020 6TH IEEE INTERNATIONAL

ENERGY CONFERENCE (ENERGYCON) 2020a, **Proceedings [...]**: IEEE, 2020. p. 643–648.

CHIHOTA, M. J.; BEKKER, B.; TREVOR GAUNT, C. Technical assessment of the impacts of distributed energy resources on distribution feeders. Em: **Uncertainties in Modern Power Systems**. London: Elsevier, 2021. p. 397–439.

CHUN-LIEN SU; HSIANG-MING CHUANG. Distribution network reinforcement planning for high penetration level of distributed generation. Em: 2014 IEEE INTERNATIONAL ENERGY CONFERENCE (ENERGYCON) 2014, **Proceedings [...]** Cavtat: IEEE, maio 2014. p. 1170–1175.

CIOCIA, A.; AMATO, A.; DI LEO, P.; FICHERA, S.; MALGAROLI, G.; SPERTINO, F.; TZANOVA, S. Self-consumption and self-sufficiency in photovoltaic systems: Effect of grid limitation and storage installation. **Energies**, Basel, v. 14, n. 6, p. 1591, mar. 2021. ISSN: 1996-1073.

CORNÉLUSSE, B.; SAVELLI, I.; PAOLETTI, S.; GIANNITRAPANI, A.; VICINO, A. A community microgrid architecture with an internal local market. **Applied Energy**, Oxford, v. 242, p. 547–560, maio 2019. ISSN: 0306-2619.

DA SILVA, E. C.; MELGAR-DOMINGUEZ, O. D.; ROMERO, R. Simultaneous distributed generation and electric vehicles hosting capacity assessment in electric distribution systems. **IEEE Access**, Piscataway, v. 9, p. 110927–110939, 2021. ISSN: 2169-3536.

VASCONCELOS, J. de A. **Alocação otimizada de dispositivos indicadores de faltas em linhas aéreas de distribuição utilizando busca em vizinhança variável**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e da Computação) - Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2017.

DE SÃO JOSÉ, D.; FARIA, P.; VALE, Z. Smart energy community: A systematic review with metanalysis. **Energy Strategy Reviews**, Amsterdam, v. 36, p. 100678, jul. 2021. ISSN: 2211-467X.

DI LORENZO, G.; STRACQUALURSI, E.; MICHELI, L.; MARTIRANO, L.; ARANEO, R. Challenges in energy communities: State of the art and future perspectives. **Energies**, Basel, v. 15, n. 19, p. 7384, out. 2022. ISSN: 1996-1073.

DI SILVESTRE, M. L.; IPPOLITO, M. G.; SANSEVERINO, E. R.; SCIUMÈ, G.; VASILE, A. Energy self-consumers and renewable energy communities in Italy: New actors of the electric power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 151, p. 111565, nov. 2021. ISSN: 1364-0321.

DOBRIN, B.-P.; TOMA, L.; ISTRATE, R.-A.; ANTON, N.; SĂNDULEAC, M. On the local energy communities. Em: 2023 11TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON

ENERGY AND ENVIRONMENT (CIEM) 2023, **Proceedings [...]** Bucharest: IEEE, out. 2023. p. 1–5.

DÓCI, G.; VASILEIADOU, E. “Let’s do it ourselves” Individual motivations for investing in renewables at community level. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 49, p. 41–50, set. 2015. ISSN: 1364-0321.

DUDJAK, V.; NEVES, D.; ALSKAIF, T.; KHADEM, S.; PENA-BELLO, A.; SAGGESE, P.; BOWLER, B.; ANDONI, M.; BERTOLINI, M.; ZHOU, Y.; LORMETEAU, B.; MUSTAFA, M. A.; WANG, Y.; FRANCIS, C.; ZOBIRI, F.; PARRA, D.; PAPAEMMANOUIL, A. Impact of local energy markets integration in power systems layer: A comprehensive review. **Applied Energy**, Oxford, v. 301, p. 117434, nov. 2021. ISSN: 0306-2619.

FALAGHI HAMID AND SINGH, C. Optimal conductor size selection in distribution systems with wind power generation. Em: **Wind Power Systems: Applications of Computational Intelligence**. Berlin: Springer, 2010. p. 25–51.

FAWZY, S.; OSMAN, A. I.; DORAN, J.; ROONEY, D. W. Strategies for mitigation of climate change: A review. **Environmental Chemistry Letters**, Heidelberg, v. 18, n. 6, p. 2069–2094, nov. 2020. ISSN: 1610-3653.

FOURER, R.; GAY, D. M.; KERNIGHAN, B. W. **AMPL**: a modeling language for mathematical programming. 2th. ed. [S. l.]: Duxbury Pr, 2003. p. 519–554.

FRANCO, J. F.; PROCOPIOU, A. T.; QUIRÓS-TORTÓS, J.; OCHOA, L. F. Advanced control of OLTC-enabled LV networks with PV systems and EVs. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 13, n. 14, p. 2967–2975, jul. 2019. ISSN: 1751-8695. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1049/iet-gtd.2019.0208>.

FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; LAVORATO, M.; ROMERO, R. A set of linear equations to calculate the steady-state operation of an electrical distribution system. Em: 2011 IEEE PES CONFERENCE ON INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES LATIN AMERICA (ISGT LA) 2011, **Proceedings [...]** Medellin: IEEE, 2011. p. 1–5.

FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; LAVORATO, M.; ROMERO, R. Optimal conductor size selection and reconductoring in radial distribution systems using a mixed-integer LP approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 28, n. 1, p. 10–20, 2013. ISSN: 0885-8950.

FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. A mixed-integer linear programming model for the electric vehicle charging coordination problem in unbalanced electrical distribution systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 6, n. 5, p. 2200–2210, set. 2015. ISSN: 1949-3053.

GAJDZIK, B.; JACIOW, M.; WOLNIAK, R.; WOLNY, R.; GREBSKI, W. W. Energy behaviors of prosumers in example of polish households. **Energies**, Basel, v. 16, n. 7, p. 3186, 2023. ISSN: 1996-1073.

GAMPA, S. R.; MAKKENA, S.; GOLI, P.; DAS, D. FPA Pareto optimality-based multiobjective approach for capacitor placement and reconductoring of urban distribution systems with solar DG units. **International Journal of Ambient Energy**, Abingdon, v. 43, n. 1, p. 1581–1597, dez. 2022. ISSN: 0143-0750.

GAUTAM, M.; BENIDRIS, M. Coalitional game theory in power systems: Applications, challenges, and future directions. Em: 2023 IEEE TEXAS POWER AND ENERGY CONFERENCE (TPEC) 2023, **Proceedings [...]** College Station: IEEE, 2023. p. 1–6.

GEISZ, J. F.; FRANCE, R. M.; SCHULTE, K. L.; STEINER, M. A.; NORMAN, A. G.; GUTHREY, H. L.; YOUNG, M. R.; SONG, T.; MORIARTY, T. Six-junction III–V solar cells with 47.1% conversion efficiency under 143 suns concentration. **Nature Energy**, London, v. 5, n. 4, p. 326–335, 2020. ISSN: 2058-7546. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41560-020-0598-5>.

GOLI, P.; JASTHI, K.; GAMPA, S. R.; DAS, D.; SHIREEN, W.; SIANO, P.; GUERRERO, J. M. Electric vehicle charging load allocation at residential locations utilizing the energy savings gained by optimal network reconductoring. **Smart Cities**, Basel, v. 5, n. 1, p. 177–205, fev. 2022. ISSN: 2624-6511.

GONZÁLEZ-DIAZ, J.; GARCIA-JURADO, I.; FIESTRAS-JANEIRO, M. G. An introductory course on mathematical game theory. **Graduate studies in mathematics**, Providence, v. 115, 2010.

GRUBER, L.; BACHHIESL, U.; WOGGIN, S. The current state of research on energy communities. **Elektrotechnik und Informationstechnik**, Viena, v. 138, n. 8, p. 515–524, dez. 2021. ISSN: 0932-383X.

GU, C.; YAN, X.; YAN, Z.; LI, F. Dynamic pricing for responsive demand to increase distribution network efficiency. **Applied energy**, Oxford, v. 205, p. 236–243, 2017. ISSN: 0306-2619.

HAJI BASHI, M.; DE TOMMASI, L.; LE CAM, A.; RELAÑO, L. S.; LYONS, P.; MUNDÓ, J.; PANDELIEVA-DIMOVA, I.; SCHAPP, H.; LOTH-BABUT, K.; EGGER, C.; CAMPS, M.; CASSIDY, B.; ANGELOV, G.; STANCIOFF, C. E. A review and mapping exercise of energy community regulatory challenges in European member states based on a survey of collective energy actors. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 172, p. 113055, fev. 2023. ISSN: 1364-0321.

HAYES, B. P.; THAKUR, S.; BRESLIN, J. G. Co-simulation of electricity distribution networks and peer to peer energy trading platforms. **International Journal of**

Electrical Power & Energy Systems, London, v. 115, p. 105419, fev. 2020. ISSN: 0142-0615.

HE, J.; LI, Y.; LI, H.; TONG, H.; YUAN, Z.; YANG, X.; HUANG, W. Application of game theory in integrated energy systems: A review. **IEEE Access**, Piscataway, v. 8, p. 93380–93397, 2020. ISSN: 2169-3536.

HEMMATI, R.; HOOSHMAND, R.-A.; TAHERI, N. Distribution network expansion planning and DG placement in the presence of uncertainties. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, London, v. 73, p. 665–673, dez. 2015. ISSN: 0142-0615.

HERENČIĆ, L.; ILAK, P.; RAJŠL, I. Effects of local electricity trading on power flows and voltage levels for different elasticities and prices. **Energies**, Basel, v. 12, n. 24, p. 4708, dez. 2019. ISSN: 1996-1073.

HILLMAN, J.; AXON, S.; MORRISSEY, J. Social enterprise as a potential niche innovation breakout for low carbon transition. **Energy Policy**, London, v. 117, p. 445–456, jun. 2018. ISSN: 0301-4215.

LAKERVI, E.; HOLMES, E. J. Electricity distribution network design. 2. ed. Stevenage, England: Institution of Engineering and Technology, 1995. Disponível em: <https://digital-library.theiet.org/content/books/po/pbpo021e>.

HOME-ORTIZ, J. M.; MELGAR-DOMINGUEZ, O. D.; POURAKBARI-KASMAEI, M.; MANTOVANI, J. R. S. A stochastic mixed-integer convex programming model for long-term distribution system expansion planning considering greenhouse gas emission mitigation. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, London, v. 108, p. 86–95, jun. 2019. ISSN: 0142-0615.

INTERNATIONAL BUSINESS MACHINES - IBM. **IBM ILOG CPLEX**. [S. l.: s. n.], 2020. Disponível em: <https://www.ibm.com/br-pt/products/ilog-cplex-optimization-studio>. Acesso em: 1 jul. 2023.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY – IRENA. **Innovation landscape for a renewable-powered future: solutions to integrate variable renewables**, Masdar, Abu Dhabi, 2019. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2019/Feb/Innovation-landscape-for-a-renewable-powered-future>. Acesso em: 1 jul. 2023.

ISLAM, M. F.; OO, A. M. T.; CHOWDHURY, S. H. The traditional power generation and transmission system: Some fundamentals to overcome challenges. **Smart Grids: Opportunities, Developments, and Trends**, Heidelberg, p. 1–21, 2013. ISSN: 1865-3529.

ISMAEL, S. M.; ABDEL ALEEM, S. H. E.; ABDELAZIZ, A. Y.; ZOBAA, A. F. Practical considerations for optimal conductor reinforcement and hosting capacity

enhancement in radial distribution systems. **IEEE Access**, Piscataway, v. 6, p. 27268–27277, 2018. ISSN: 2169-3536.

JACOBS, S. B. The energy prosumer. **Ecology LQ**, Boulder, v. 43, p. 519, 2016.

JADHAV, P.; MORE, D.; SALKUTI, S. R. Smart residential distribution energy management system with integration of demand response and aggregator. **Cleaner and Responsible Consumption**, London, v. 9, p. 100115, 2023. ISSN: 2666-7843.

JAGLAL, P.; MARNEWICK, A. L.; VAN VUUREN, D. J. Distribution network planning practices based on the transition toward active distribution networks. Em: 2023 31ST SOUTHERN AFRICAN UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE (SAUPEC) 2023, **Proceedings [...]** Johannesburg: IEEE, 2023. p. 1–6.

KARAMI DARABI, M. K.; GANJEH GANJEHLOU, H. G.; JAFARI, A.; NAZARI-HERIS, M.; B. GHAREHPETIAN, G. B.; ABEDI, M. Evaluating the effect of demand response programs (DRPs) on robust optimal sizing of islanded microgrids. **Energies**, Basel, v. 14, n. 18, p. 5750, set. 2021. ISSN: 1996-1073.

KEAN YEW, W.; FLYNN, D. Smart energy management for prosumers in local energy communities. Em: IECON 2021 – 47TH ANNUAL CONFERENCE OF THE IEEE INDUSTRIAL ELECTRONICS SOCIETY 2021, **Proceedings [...]** Toronto: IEEE, out. 2021. p. 1–6.

KOIRALA, B. P.; HAKVOORT, R. A.; CHAVES AVILA, J. P.; GOMEZ, T. Assessment of integrated community energy systems. Em: 2016 13TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON THE EUROPEAN ENERGY MARKET (EEM) 2016a, **Proceedings [...]** Porto: IEEE, jun. 2016. p. 1–6.

KOIRALA, B. P.; KOLIOU, E.; FRIEGE, J.; HAKVOORT, R. A.; HERDER, P. M. Energetic communities for community energy: A review of key issues and trends shaping integrated community energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 56, p. 722–744, abr. 2016. b. ISSN: 1364-0321.

KOTILAINEN, K. Energy prosumers' role in the sustainable energy system. Em: **Affordable and Clean Energy**. Cham: Springer, 2019. p. 1–14.

KOUTSOUKIS, N. C.; GEORGILAKIS, P. S. A multistage distribution network planning method considering distributed generation active management and demand response. **IET Renewable Power Generation**, Stevenage, v. 16, n. 1, p. 65–76, jan. 2022. ISSN: 1752-1416.

KOUTSOUKIS, N. C.; GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. Multistage coordinated planning of active distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 33, n. 1, p. 32–44, jan. 2018. a. ISSN: 0885-8950.

- KYRIAKOPOULOS, G. L. Energy communities overview: Managerial policies, economic aspects, technologies and models. **Journal of Risk and Financial Management**, Basel, v. 15, n. 11, p. 521, nov. 2022. ISSN: 1911-8074.
- LAVORATO, M.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 27, n. 1, p. 172–180, fev. 2012. ISSN: 0885-8950.
- LAZDINS, R.; MUTULE, A.; ZALOSTIBA, D. PV energy communities—Challenges and barriers from a consumer perspective: A literature review. **Energies**, Basel, v. 14, n. 16, p. 4873, ago. 2021. ISSN: 1996-1073.
- LE CADRE, H.; JACQUOT, P.; WAN, C.; ALASSEUR, C. Peer-to-peer electricity market analysis: From variational to generalized Nash equilibrium. **European Journal of Operational Research**, Amsterdam, v. 282, n. 2, p. 753–771, 2020. ISSN: 0377-2217.
- LI, J.; ZHANG, C.; XU, Z.; WANG, J.; ZHAO, J.; ZHANG, Y.-J. A. Distributed transactive energy trading framework in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 33, n. 6, p. 7215–7227, nov. 2018. ISSN: 0885-8950.
- LI, Q.; ZHOU, F.; GUO, F.; FAN, F.; HUANG, Z. Optimized energy storage system configuration for voltage regulation of distribution network with PV access. **Frontiers in Energy Research**, Lausanne, v. 9, abr. 2021. ISSN: 2296-598X.
- LLEWELLYN, D. H.; ROHSE, M.; DAY, R.; FYFE, H. Evolving energy landscapes in the South Wales Valleys: Exploring community perception and participation. **Energy Policy**, London, v. 108, p. 818–828, set. 2017. ISSN: 0301-4215.
- LODE, M. L.; TE BOVELDT, G.; COOSEMANS, T.; RAMIREZ CAMARGO, L. A transition perspective on energy communities: A systematic literature review and research agenda. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 163, p. 112479, jul. 2022. ISSN: 1364-0321.
- MALMBERG, F.; JEMDAHL, M. **Using Cooperative Game Theory to Analyse Allocations of Costs Related to Connecting Renewable Energy to the Power Grid**. 2016. Lund University, Lund, 2016.
- MANSO-BURGOS, Á.; RIBÓ-PÉREZ, D.; GÓMEZ-NAVARRO, T.; ALCÁZAR-ORTEGA, M. Local energy communities modelling and optimisation considering storage, demand configuration and sharing strategies: A case study in Valencia (Spain). **Energy Reports**, Amsterdam, v. 8, p. 10395–10408, nov. 2022. ISSN: 2352-4847.
- MARTINEZ CESENA, E. A.; MANCARELLA, P. Distribution network reinforcement planning considering demand response support. Em: 2014 POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE 2014, **Proceedings [...]** Wroclaw: IEEE, ago. 2014. p. 1–7.

MCKENNA, R. The double-edged sword of decentralized energy autonomy. **Energy Policy**, London, v. 113, p. 747–750, fev. 2018. ISSN: 0301-4215.

MEHIGAN, L.; DEANE, J. P.; GALLACHÓIR, B. P. Ó.; BERTSCH, V. A review of the role of distributed generation (DG) in future electricity systems. **Energy**, London, v. 163, p. 822–836, nov. 2018. ISSN: 0360-5442.

MELGAR-DOMINGUEZ, O. D.; POURAKBARI-KASMAEI, M.; LEHTONEN, M.; SANCHES MANTOVANI, J. R. An economic-environmental asset planning in electric distribution networks considering carbon emission trading and demand response. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 181, p. 106202, abr. 2020. ISSN: 0378-7796.

MENGHWAR, M.; YAN, J.; CHI, Y.; AMIN, M. A.; LIU, Y. A market-based real-time algorithm for congestion alleviation incorporating EV demand response in active distribution networks. **Applied Energy**, Oxford, v. 356, p. 122426, 2024. ISSN: 0306-2619.

MEUNIER, S.; PROTOPAPADAKI, C.; BAETENS, R.; SAELENS, D. Impact of residential low-carbon technologies on low-voltage grid reinforcements. **Applied Energy**, Oxford, v. 297, p. 117057, 2021. ISSN: 0306-2619.

MONTOYA, D.; GARCES, A.; CASTRO, C. A. Optimal conductor size selection in radial distribution networks using a MINLP formulation. **IEEE Latin America Transactions**, Piscataway, v. 16, n. 8, p. 2213–2220, 2018. ISSN: 1548-0992.

MONTOYA, O. D.; GIL-GONZÁLEZ, W.; GRISALES-NOREÑA, L. F. On the mathematical modeling for optimal selecting of calibers of conductors in DC radial distribution networks: An MINLP approach. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 194, p. 107072, maio 2021. ISSN: 0378-7796.

MYERSON, R. B. **Game theory: analysis of conflict**. Cambridge: Harvard University Press, 1991. Disponível em: <http://www.jstor.org/stable/j.ctvjjsf522>.

NAVON, A.; BEN YOSEF, G.; MACHLEV, R.; SHAPIRA, S.; ROY CHOWDHURY, N.; BELIKOV, J.; ORDA, A.; LEVRON, Y. Applications of game theory to design and operation of modern power systems: A comprehensive review. **Energies**, Basel, v. 13, n. 15, p. 3982, ago. 2020. ISSN: 1996-1073.

NOUSDILIS, A. I.; CHRYSOCHOS, A. I.; PAPAGIANNIS, G. K.; CHRISTOFORIDIS, G. C. The impact of photovoltaic self-consumption rate on voltage levels in LV distribution grids. Em: 2017 11TH IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON COMPATIBILITY, POWER ELECTRONICS AND POWER ENGINEERING (CPE-POWERENG) 2017, **Proceedings [...]** Cadiz: IEEE, 2017. p. 650–655.

OCHOA, L. F.; DENT, C. J.; HARRISON, G. P. Distribution network capacity assessment: Variable DG and active networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 25, n. 1, p. 87–95, fev. 2010. ISSN: 0885-8950.

PARRA-DOMÍNGUEZ, J.; SÁNCHEZ, E.; ORDÓÑEZ, Á. The prosumer: A systematic review of the new paradigm in energy and sustainable development. **Sustainability**, Basel, v. 15, n. 13, p. 10552, jul. 2023. ISSN: 2071-1050.

PIENKOWSKI, D. Rethinking the concept of prosuming: A critical and integrative perspective. **Energy Research & Social Science**, Amsterdam, v. 74, p. 101967, abr. 2021. ISSN: 2214-6296.

RESCOOP. **Mobilising european citizens to invest in sustainable energy**. 2020. Disponível em: <https://www.rescoop.eu/uploads/rescoop/downloads/Mobilising-European-Citizens-to-Invest-in-Sustainable-Energy.pdf>. Acesso em: 8 jul. 2023.

RUPOLO, D.; PEREIRA JUNIOR, B. R.; CONTRERAS, J.; MANTOVANI, J. R. S. 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**, London, v. 132, p. 107191, nov. 2021. ISSN: 0142-0615.

SCHREUER ANNA. The establishment of citizen power plants in Austria: A process of empowerment? **Energy Research & Social Science**, Amsterdam, v. 13, p. 126–135, mar. 2016. ISSN: 2214-6296.

SCHWAEGERL, C.; JOOS, G.; HATZIARGYRIOU, N. Active distributed systems and distributed energy resources. **Electricity Supply Systems of the Future**. Cham: Springer International Publishing, 2020. p. 519–567.

SINGH, V. P.; AHMAD, A.; JAGTAP, K. M. Weighted shapley value: A cooperative game theory for loss allocation in distribution systems. **Frontiers in Energy Research**, Lausanne, v. 11, mar. 2023. ISSN: 2296-598X.

SOUSA, T.; SOARES, T.; PINSON, P.; MORET, F.; BAROCHE, T.; SORIN, E. Peer-to-peer and community-based markets: A comprehensive review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 104, p. 367–378, abr. 2019. ISSN: 1364-0321.

SUN, G.; SHEN, S.; CHEN, S.; ZHOU, Y.; WEI, Z. Bidding strategy for a prosumer aggregator with stochastic renewable energy production in energy and reserve markets. **Renewable Energy**, Oxford, v. 191, p. 278–290, maio 2022. ISSN: 0960-1481.

TABARES, A.; FRANCO, J. F.; LAVORATO, M.; RIDER, M. J. Multistage long-term expansion planning of electrical distribution systems considering multiple alternatives. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 31, n. 3, p. 1900–1914, maio 2016. ISSN: 0885-8950.

TAVARES, B.; SOARES, F. J. An innovative approach for distribution network reinforcement planning: Using DER flexibility to minimize investment under uncertainty. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 183, p. 106272, jun. 2020. ISSN: 0378-7796.

TUSHAR, W.; SAHA, T. K.; YUEN, C.; SMITH, D.; POOR, H. V. Peer-to-peer trading in electricity networks: An overview. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 11, n. 4, p. 3185–3200, jul. 2020. ISSN: 1949-3053.

VAN DER SCHOOR, T.; SCHOLTENS, B. Power to the people: Local community initiatives and the transition to sustainable energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 43, p. 666–675, mar. 2015. ISSN: 1364-0321.

VON NEUMANN, J.; MORGENSTERN, O. **Theory of games and economic behavior**. Princeton: Princeton University Press, 2004. Disponível em: <https://doi.org/10.1515/9781400829460>.

WASWA, L.; CHIHOTA, M. J.; BEKKER, B. A Probabilistic Conductor Size Selection Framework for Active Distribution Networks. **Energies**, Basel, v. 14, n. 19, p. 6387, out. 2021. ISSN: 1996-1073.

WASWA, L.; CHIHOTA, M. J.; BEKKER, B. Optimal active distribution network planning: A critical review of conductor size selection methods. **IEEE Access**, Piscataway, v. 11, p. 144812–144830, 2023. ISSN: 2169-3536.

WASWA, L.; CHIHOTA, M. J.; BEKKER, B. Reinforcement of electric networks to enhance the adoption of electric vehicles: an uncertainty-based conductor resizing approach. Em: CIRED PORTO WORKSHOP 2022: E-MOBILITY AND POWER DISTRIBUTION SYSTEMS 2022a, **Proceedings [...]** Porto: Institution of Engineering and Technology, 2022. p. 911–915.

WU, C.; GU, W.; YI, Z.; LIN, C.; LONG, H. Non-cooperative differential game and feedback Nash equilibrium analysis for real-time electricity markets. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, London, v. 144, p. 108561, 2023. ISSN: 0142-0615.

WU, L.; ORTMAYER, T.; LI, J. The community microgrid distribution system of the future. **The Electricity Journal**, Philadelphia, v. 29, n. 10, p. 16–21, dez. 2016. ISSN: 1040-6190.

XAVIER, R.; BEKKER, B.; CHIHOTA, M. J. The value of smart invertercontrol in distribution energy management systems and virtual power plants, and opportunities for South Africa. Em: 2021 56TH INTERNATIONAL UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE (UPEC) 2021, **Proceedings [...]** Middlesbrough: IEEE, ago. 2021. p. 1–6.

YIASOUMAS, G.; BERBAKOV, L.; JANEV, V.; ASMUNDO, A.; OLABARRIETA, E.; VINCI, A.; BAGLIETTO, G.; GEORGHIOU, G. E. Key aspects and challenges in the implementation of energy communities. **Energies**, Basel, v. 16, n. 12, p. 4703, jun. 2023. ISSN: 1996-1073.

YUSOFF, N. I.; ZIN, A. A. M.; BIN KHAIRUDDIN, A. Congestion management in power system: A review. Em: 2017 3RD INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER GENERATION SYSTEMS AND RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES (PGSRET) 2017, **Proceedings [...]** Johor Bahru: IEEE, abr. 2017. p. 22–27.

ZAPATA RIVEROS, J.; KUBLI, M.; ULLI-BEER, S. Prosumer communities as strategic allies for electric utilities: Exploring future decentralization trends in Switzerland. **Energy Research & Social Science**, Amsterdam, v. 57, p. 101219, nov. 2019. ISSN: 2214-6296.

ZARE, A. **Multistage expansion planning of active distribution systems: towards network integration of distributed energy resources**. 2018. University of Saskatchewan, Saskatoon, 2018.

ZHAO, Z.; MUTALE, J. Optimal conductor size selection in distribution networks with high penetration of distributed generation using adaptive genetic algorithm. **Energies**, Basel, v. 12, n. 11, 2019. ISSN: 1996-1073.

APÊNDICE A – Trabalhos Publicados

Neste apêndice, são apresentados os trabalhos desenvolvidos a partir da pesquisa realizada, assim como aqueles realizados em parcerias:

TENESACA, S.; AGUDO, P.; ZAMBRANO-ASANZA, S.; JARAMILLO LEÓN, B.; LEITE, J.; FRANCO, J. Construção de modelos de redes de distribuição a partir de sistemas de informação geográfica utilizando grafos. IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos SBSE-2022.

TENESACA, S.; FRANCO, J.; AGUDO, P.; ZAMBRANO-ASANZA, S. Modelo de programación lineal entera mixta para optimización del tamaño del conductor en sistemas de distribución considerando la integración de comunidades energéticas locales. XI Simposio Internacional sobre la Calidad de la Energía Eléctrica – SICEL 2023.

AGUDO, P.; FRANCO, J.; **TENESACA, S.**; ZAMBRANO-ASANZA, S. Algoritmo heurístico para ubicación óptima de uPMUs considerando la mejora de la confiabilidad del sistema de distribución. XI Simposio Internacional sobre la Calidad de la Energía Eléctrica – SICEL 2023.