

Alocação e Dimensionamento Ótimo de Banco de Baterias para Regulação de Tensão em Circuitos Secundários de Distribuição

Marcelo Donizeti Cordeiro Teixeira
Faculdade de Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Uberlândia
Uberlândia, Brasil
marcelo.teixeira@ufu.br

José Rubens Macedo Junior
Faculdade de Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Uberlândia
Uberlândia, Brasil
jrubens@ufu.br

Resumo— A crescente penetração da geração fotovoltaica distribuída (GD) tem introduzido desafios operacionais significativos nas redes de distribuição de energia elétrica. Os fluxos de potência reversos causados pelo excedente de geração fotovoltaica podem levar a condições de sobretensão durante o dia, enquanto os períodos de alta demanda à noite podem resultar em violações por subtensão. Essas variações de tensão comprometem a qualidade da energia e podem levar ao descumprimento das normas regulatórias. No Brasil, a qualidade da tensão é avaliada com base na Duração Relativa da Transgressão Precária (DRP) e na Duração Relativa da Transgressão Crítica (DRC), cujos limites aceitáveis são de 3% e 0,5%, respectivamente. Este trabalho propõe uma metodologia computacional para otimizar a alocação de sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS) em alimentadores de distribuição, com o objetivo de mitigar violações de tensão e melhorar a confiabilidade do sistema. O estudo avalia o impacto da localização dos BESS nos indicadores DRP e DRC, bem como no carregamento do transformador e nas perdas da rede. As simulações foram realizadas com o software OpenDSS, testando diferentes localizações dos bancos de baterias no sistema. Os resultados indicam que um único BESS reduz significativamente o DRP e elimina o DRC, enquanto dois BESS posicionados de forma estratégica proporcionam um perfil de tensão mais uniforme ao longo do alimentador. Essa abordagem demonstra o potencial do armazenamento distribuído para a melhoria da qualidade da energia em redes com alta penetração de GD.

Palavras-chave — Distribuição de energia elétrica, regulação de tensão, sistemas de armazenamento em baterias, geração distribuída, OpenDSS.

I. INTRODUÇÃO

As redes de distribuição de energia elétrica tem passado por transformações significativas devido ao crescimento da geração distribuída (GD), impulsionada principalmente por fontes renováveis, como a fotovoltaica (FV). A integração de sistemas FV na baixa tensão e em pontos dispersos ao longo do alimentador altera o fluxo de potência tradicional, introduzindo desafios operacionais e exigindo novas estratégias de regulação da tensão. Esse fenômeno tem sido amplamente discutido na literatura, destacando-se seus impactos na estabilidade da rede e na necessidade de aprimoramento dos métodos de controle de tensão [1].

Dentre os desafios associados à GD, a ocorrência de fluxos de potência reversos se destaca, principalmente em horários de alta irradiância solar e baixa demanda local. Esse

comportamento pode resultar em sobretensões ao longo do circuito, elevando a tensão acima dos limites normativos. Além disso, a ausência de geração fotovoltaica durante períodos de pico de carga pode levar a quedas acentuadas de tensão, causando violações dos limites inferiores estabelecidos pelas regulamentações do setor elétrico [2]. Essas variações comprometem a qualidade do fornecimento de energia e podem impactar a vida útil de equipamentos sensíveis conectados à rede [3].

No contexto brasileiro, a regulamentação vigente estabelece faixas de tensão aceitáveis para operação contínua dos sistemas de distribuição. O Módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) define limites específicos para a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP) e a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC), sendo essencial manter os níveis de tensão dentro dessas margens para garantir a confiabilidade do fornecimento e a segurança operacional da rede [4].

Dentre as soluções propostas para mitigar essas oscilações de tensão, o uso de bancos de baterias (*Battery Energy Storage Systems* – BESS) tem se mostrado uma alternativa promissora. Os BESS permitem a absorção e a injeção de potência ativa em momentos estratégicos, contribuindo para a regulação dinâmica da tensão e a redução dos efeitos da intermitência da GD [5]. Sua implementação pode mitigar sobretensões ao absorver a energia excedente gerada pelos painéis fotovoltaicos e atenuar subtensões ao injetar potência durante picos de demanda. Contudo, sua eficácia depende de uma alocação otimizada ao longo do alimentador, pois a topologia radial da maioria dos circuitos de distribuição pode dificultar a propagação dos efeitos corretivos de um único banco de baterias [6].

Recentemente, estudos sugeriram que a instalação de BESS diretamente nos postes de distribuição pode ser uma solução eficiente para melhorar a regulação da tensão, especialmente em circuitos de baixa tensão com alta penetração fotovoltaica. Essa abordagem reduz a necessidade de reforços convencionais na rede e melhora o controle local das variações de tensão [7]. O circuito analisado neste artigo foi adaptado dessa proposta, incorporando adicionalmente pontos de recarga de veículos elétricos (VEs) e um segundo BESS, com o objetivo de avaliar o impacto dessas modificações sobre a qualidade do fornecimento.

Neste artigo, propõe-se uma metodologia computacional para analisar a mitigação das violações de tensão utilizando BESS posicionados em diferentes pontos da rede. O estudo investiga a influência da localização dos bancos de baterias sobre os indicadores de qualidade da tensão (DRP e DRC) e avalia o impacto dessas unidades na redução das perdas do sistema e no carregamento do transformador de distribuição. As simulações foram realizadas no software OpenDSS, considerando diferentes cenários operacionais e estratégias de controle. A abordagem apresentada busca fornecer diretrizes para a alocação estratégica de BESS em redes de distribuição com elevada penetração de geração distribuída, contribuindo para a melhoria da confiabilidade do sistema elétrico.

II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A inserção crescente da GD, especialmente por fontes fotovoltaicas (FV), tem alterado a dinâmica operacional das redes de distribuição de energia elétrica. Projetadas originalmente para um fluxo unidirecional de potência, essas redes passaram a enfrentar desafios associados à injeção de potência ativa em diferentes pontos do alimentador. Esse fenômeno pode gerar sobretensões em horários de alta irradiância e subtensões durante períodos de maior consumo, impactando a qualidade do fornecimento de energia e comprometendo a confiabilidade da rede.

No Brasil, a qualidade da energia fornecida é regulamentada pelo Módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), que estabelece os limites operacionais de tensão em regime permanente. A regulamentação define três faixas: adequada, precária e crítica, além de indicadores estatísticos que avaliam a conformidade da rede. A Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP) e a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC) expressam o percentual de tempo em que a tensão medida em um ponto da rede esteve fora da faixa adequada (1) e (2).

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \times 100 \quad (1)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \times 100 \quad (2)$$

Onde nlp e nlc correspondem ao número de medições dentro das faixas precária e crítica, respectivamente, considerando um período de 7 dias (1008 medições com intervalo de 10 minutos). Como meta de conformidade, considera-se um limite de 3% para o DRP e 0,5% para o DRC [2]. Quando esses valores são excedidos, ações corretivas tornam-se necessárias para garantir a estabilidade do sistema.

A Tabela I. apresenta as faixas de variação da tensão em regime permanente.

TABELA I. FAIXAS DE VARIAÇÃO DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE [2].

Tensão de atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL)	
	220 (V)	127 (V)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231)$	$(117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL \leq 202)$ ou $(231 \leq TL \leq 233)$	$(110 \leq TL \leq 117)$ ou $(133 \leq TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191)$ ou $(TL > 233)$	$(TL < 110)$ ou $(TL > 135)$

Os efeitos da GD sobre a tensão da rede variam conforme a topologia do circuito e a distribuição das cargas e fontes geradoras. Em horários de alta geração FV, a energia excedente pode ser exportada para níveis superiores da rede, causando sobretensões em pontos distantes do transformador. Já no período noturno, a ausência de geração e o aumento do consumo podem resultar em quedas de tensão, especialmente nos trechos mais afastados.

Esse comportamento é intensificado em redes de baixa tensão com $X/R < 1$ (resistência maior que a reatância), onde a variação da tensão está mais associada à potência ativa do que à potência reativa [7].

Além disso, a introdução de estações de recarga para veículos elétricos representa um novo desafio na regulação da tensão. O carregamento de VEs pode provocar quedas abruptas de tensão ao demandar blocos elevados de potência em curtos períodos de tempo. Em redes radiais extensas, esse efeito pode não ser distribuído de maneira uniforme, criando pontos críticos de violação dos limites normativos.

Para mitigar as oscilações de tensão associadas à GD e ao carregamento de VEs, os bancos de baterias (*Battery Energy Storage Systems* – BESS) têm se destacado como solução viável. Os sistemas de armazenamento permitem a absorção do excedente de energia fotovoltaica nos horários de alta geração e a injeção dessa energia nos períodos de maior demanda, contribuindo para a estabilização da rede.

Dentre as diferentes abordagens para a instalação de BESS, uma solução promissora é a conexão direta ao sistema de distribuição por meio de postes de rede secundária. Essa configuração permite um controle mais localizado da tensão, reduzindo o carregamento do transformador e evitando a necessidade de grandes modificações na infraestrutura da rede. Estudos apontam que a instalação do BESS no próprio poste pode suavizar a curva de carga ao longo do dia, atenuando sobretensões diurnas e mitigando subtensões no período noturno [7].

A atuação do BESS pode ser programada de acordo com diferentes estratégias de controle. Em um modelo convencional, as baterias seguem perfis diários de carga e descarga (*loadshapes*) ajustados com base na previsão da curva de carga e geração do sistema. Alternativamente, os BESS podem operar de forma dinâmica, respondendo diretamente às medições de tensão nos pontos de conexão e modulando sua potência ativa conforme necessário.

A eficácia do BESS, no entanto, está diretamente relacionada à sua alocação ao longo do alimentador. Em redes radiais, um único sistema de armazenamento pode ter alcance limitado, restringindo a compensação a trechos específicos da rede. Dessa forma, a distribuição de múltiplos bancos de baterias em pontos estratégicos pode proporcionar uma mitigação mais eficiente, reduzindo as transgressões dos indicadores DRP e DRC ao longo de toda a extensão do circuito.

III. METODOLOGIA

Para avaliar a contribuição de bancos de baterias na mitigação de sobretensões e subtensões em um circuito secundário de distribuição, adotou-se um procedimento de simulação computacional em regime diário, com discretização de 10 minutos ao longo de 24 horas, utilizando o software OpenDSS.

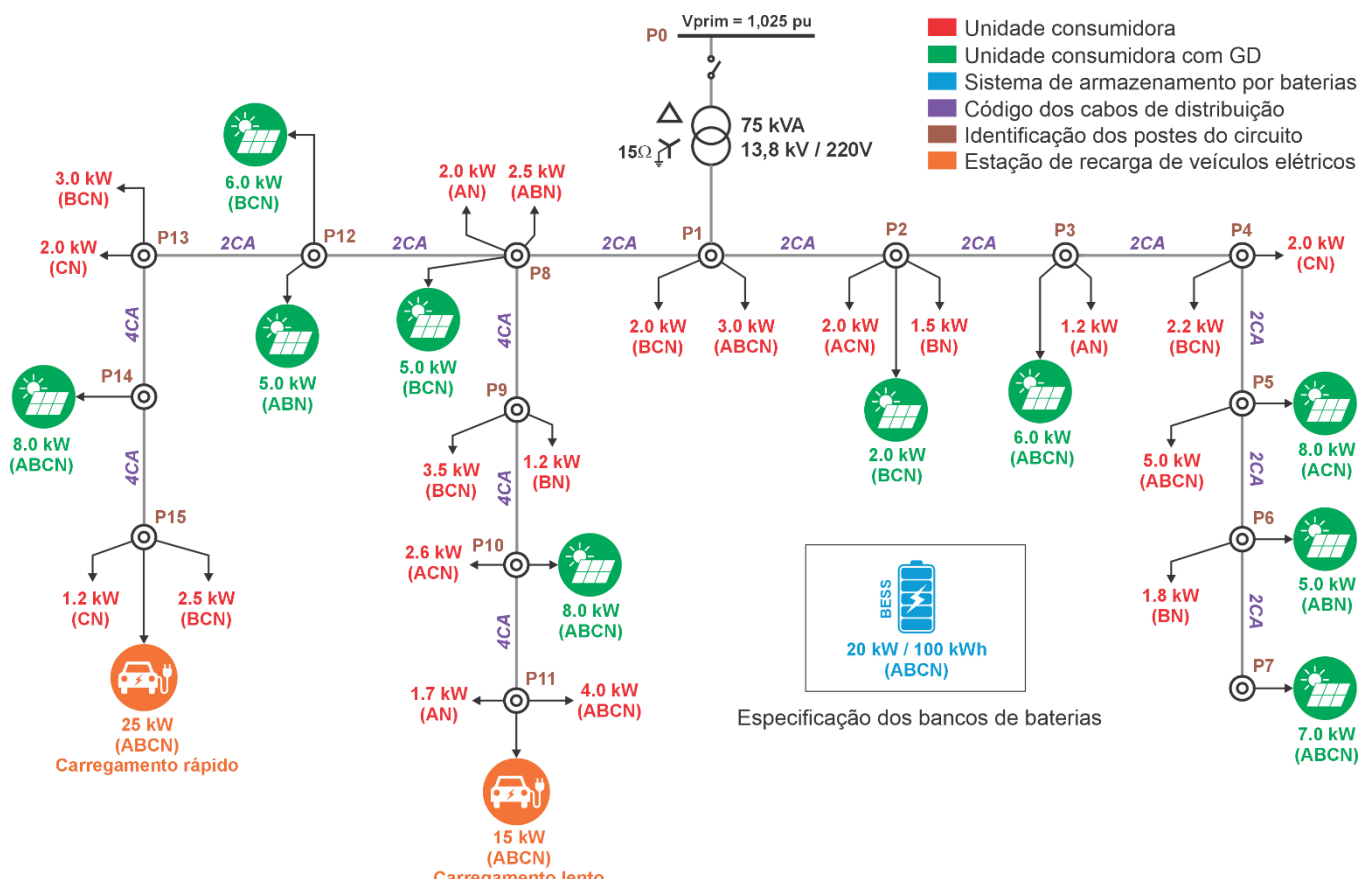


Fig. 1. Diagrama do circuito estudado, adaptado [7]

A Fig. 1 apresenta o diagrama do circuito em estudo, que inclui as linhas de baixa tensão, um transformador de 75 kVA (13,8 kV/220 V) e diversas unidades consumidoras, algumas delas equipadas com geração distribuída (GD), além de pontos de recarga para veículos elétricos. As curvas de carga e geração foram especificadas de modo a reproduzir, a cada intervalo de 10 minutos, o comportamento típico das demandas residenciais e comerciais, bem como a variação da irradiância solar.

Para as unidades consumidoras sem GD, utilizou-se diretamente um perfil diário de consumo (Fig. 2, gráfico a). Já para aquelas equipadas com GD (Fig. 2, gráfico b), foi necessário modelar separadamente a parcela de carga e a de geração. A parte positiva da curva representa a absorção de potência e foi modelada como o elemento "Load" do OpenDSS, enquanto a parte negativa, que indica o excedente injetado, foi representada pelo elemento "Generator" do OpenDSS. Essa abordagem evita distorções na modelagem e garante a fidelidade da simulação.

As estações de recarga veicular foram representadas como cargas de intensidade variável, considerando-se dois modos de operação: um em carregamento rápido e outro em carregamento lento (Fig. 2, gráficos c e d). A iluminação pública (Fig. 2, gráfico e), por sua vez, foi modelada com acionamento restrito a períodos específicos da noite.

Inicialmente, realizou-se uma simulação de referência sem a presença de bancos de baterias. Ao final dessa etapa, registrou-se o perfil diário de tensão nos postes, permitindo identificar intervalos de sobretensão durante o período diurno, devido à alta injeção fotovoltaica, e subtensões nos horários de pico noturno, quando a geração fotovoltaica se reduz substancialmente e a carga do sistema aumenta. A Fig. 3

ilustra esse comportamento, evidenciando que, em determinados momentos do dia, a reversão de fluxo causada pela geração FV resulta em níveis de tensão acima do limite recomendado para regime permanente (faixa adequada). A Tabela II sintetiza as transgressões dos limites de DRP e DRC no circuito secundário do transformador, indicando 19 DRPs e 3 DRCs acima dos valores normativos.

A. Implementação do Banco de Baterias

Para mitigar essas violações, definiu-se uma curva de operação para um banco de baterias de 20 kW/100 kWh (Fig. 2, gráfico f), projetada para absorver potência excedente nos períodos de sobretensão e fornecer potência durante eventuais subtensões. A definição dessa curva levou em conta que a bateria deveria ter carga inicial suficiente para corrigir a subtensão no início do dia (vide Fig. 3), sendo descarregada completamente nesse período. Adicionalmente, ao longo do dia, a bateria deveria se recarregar totalmente.

A definição do perfil de carregamento foi realizada testando-se, de maneira empírica, diversas configurações de *loadshape*. A configuração que apresentou os melhores resultados nos indicadores de qualidade foi aquela com carregamento a 60% da potência nominal. Após essa etapa, foi implementada uma estratégia de gestão de energia para garantir que a bateria estivesse carregada a 100% no momento de ativação da estação de carregamento rápido de veículos elétricos. Esse instante, conforme indicado na Fig. 3, é o mais crítico para o circuito da vizinhança, uma vez que ocorre uma acentuada subtensão, atingindo a faixa crítica de tensão.

Além disso, a estratégia operacional do banco de baterias incluiu uma reserva de carga para mitigar a subtensão da

madrugada seguinte, garantindo que a "carga líquida" diária do BESS fosse aproximadamente nula.

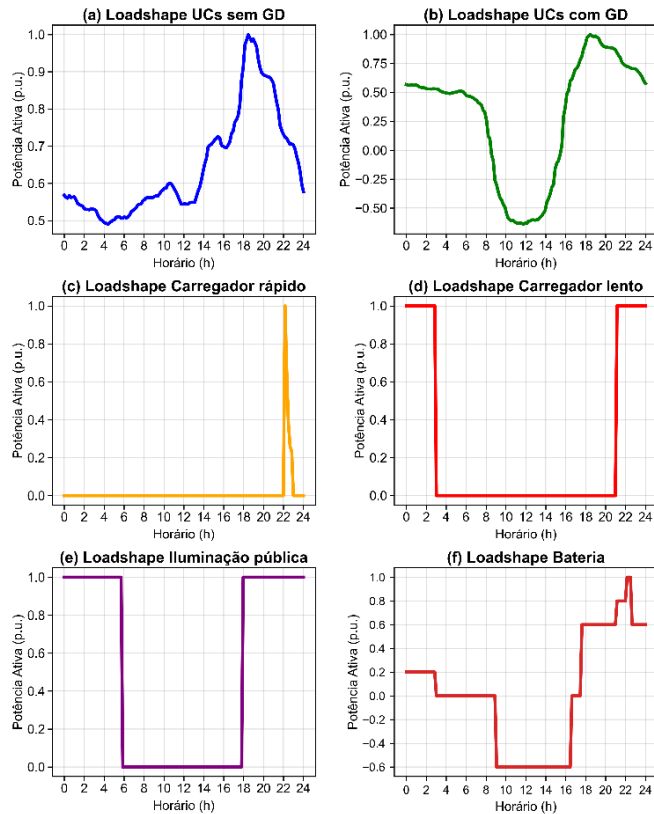


Fig. 2. Loadshapes das cargas do circuito.

B. Critério de Seleção e Estratégia de Otimização

Com a curva de operação definida, o banco de baterias foi testado em todos os postes do circuito, executando-se iterativamente a simulação diária e calculando-se os indicadores de qualidade (DRP e DRC). Para a seleção do melhor ponto de instalação, foi desenvolvida uma estratégia baseada em uma função objetivo, que penaliza transgressões dos limites normativos.

A formulação inicial da função objetivo considerava a soma da diferença entre os valores de DRP e DRC observados e seus respectivos limites normativos. No entanto, empiricamente verificou-se que a minimização simples desses desvios não era suficiente para eliminar completamente o DRC do sistema. Isso motivou a introdução de um fator de ponderação, atribuindo um peso maior ao DRC na função objetivo.

A priorização do DRC se justifica por fatores técnicos e normativos. O DRC representa grandes desvios de tensão em relação aos limites inferior e superior da faixa adequada, o que pode acarretar impactos severos na operação do sistema elétrico, tais como:

- Danos a equipamentos sensíveis: cargas eletrônicas, motores e dispositivos de controle são mais suscetíveis a danos e falhas operacionais em condições de subtensão prolongada.
- Redução da eficiência energética: motores elétricos operando em tensão abaixo da nominal podem sofrer aumento da corrente de operação, levando a perdas

adicionais e aquecimento excessivo, reduzindo sua vida útil.

- Critério normativo: regulamentações como as definidas no PRODIST (Brasil) estabelecem limites rígidos para transgressões críticas, sejam elas por subtensão ou sobretensão, tornando a correção desses desvios uma prioridade para garantir a qualidade do fornecimento.

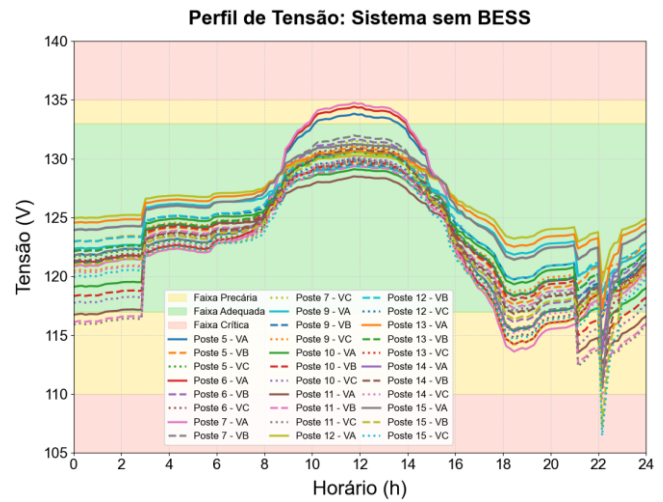


Fig. 3. Perfil de tensão do circuito sem o BESS.

TABELA II. INDICADORES DE QUALIDADE DOS POSTES COM TRANSGRESSÃO DA FAIXA ADEQUADA DE TENSÃO NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO SEM O BESS.

Poste	Sistema sem BESS					
	Fase A		Fase B		Fase C	
	DRP (%)	DRC (%)	DRP (%)	DRC (%)	DRP (%)	DRC (%)
5	22,92	0,00	0,00	0,00	8,33	0,00
6	31,25	0,00	5,56	0,00	14,58	0,00
7	33,33	0,00	7,64	0,00	15,28	0,00
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,69	0,00
10	4,86	0,00	9,03	0,00	11,11	0,00
11	18,06	0,00	25,00	0,00	25,00	0,00
12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,69	0,00
13	0,00	0,00	1,39	0,00	4,86	0,00
14	1,39	0,00	4,86	0,00	16,67	0,69
15	1,39	0,00	8,33	0,69	18,75	0,69

Com base nesses fatores, foi atribuído um fator de ponderação $\omega = 150$ ao DRC na função objetivo (3), enquanto o DRP manteve peso unitário. Além disso, foi implementada uma condicional no algoritmo, garantindo que apenas os valores que excedem os limites normativos sejam considerados na penalização.

$$f = \sum_{i=1}^{15} (DRP_i - L_{DRP}) + 150(DRC_i - L_{DRC}) \quad (3)$$

Onde f é a função objetivo a ser minimizada, DRP_i e DRC_i são os valores de DRP e DRC registrados no poste i , superiores ao limite normativo e L_{DRP} e L_{DRC} são os limites normativos de tensão.

Com a função objetivo definida, a seleção do melhor ponto de instalação do banco de baterias foi realizada iterativamente, considerando os seguintes critérios:

- Minimização da função objetivo (f): o poste que apresentou o menor valor de f foi considerado o candidato prioritário para a instalação do BESS.
- Análise de empates: para casos em que diferentes postes apresentaram valores similares de f , foram adotados critérios de desempate, como: máximos valores de DRP e DRC no sistema: priorizou-se a eliminação de subtensões severas em detrimento de pequenos desvios de sobretensão; Número total de transgressões de DRP e DRC: optou-se pelo poste que reduzisse a maior quantidade de violações; Demanda de pico do transformador: analisou-se a influência da escolha na carga do transformador, favorecendo alternativas que reduzissem picos excessivos; Perdas no sistema: considerou-se o impacto na eficiência global da rede, evitando configurações que aumentassem significativamente as perdas.

Caso as violações ainda se mostrassem significativas mesmo após a instalação de um banco de baterias no melhor poste, passou-se para a hipótese de dois sistemas de armazenamento, repetindo-se o processo de otimização e reavaliação dos critérios.

Essa abordagem garantiu que a instalação do BESS maximizasse a melhoria da qualidade de tensão, priorizando a eliminação do DRC e otimizando simultaneamente outros aspectos operacionais do circuito.

O processo repete-se com novas simulações, novamente avaliando-se todos os mesmos critérios que foram avaliados para o sistema com um BESS. Dessa forma, examinou-se a possibilidade de que um dos bancos de baterias mitigasse sobretensões em determinada região do circuito, enquanto o segundo corrigisse subtensões em outro trecho. Em cada cenário, registraram-se também as perdas do sistema e o carregamento do transformador, possibilitando uma análise conjunta do perfil de tensão e do desempenho operacional do circuito.

IV. RESULTADOS

Para avaliar os benefícios da inserção de sistemas de armazenamento no circuito, os resultados são apresentados em dois cenários distintos. O primeiro analisa o impacto da instalação de apenas um banco de baterias, enquanto o segundo considera a instalação de dois bancos simultaneamente, de modo a investigar a eficiência de uma mitigação distribuída. Em ambos os casos, os valores obtidos são comparados ao cenário inicial, no qual não há sistemas de armazenamento conectados à rede.

De acordo com [7], as distribuidoras brasileiras classificam transformadores operando com demanda superior a 20% da capacidade nominal como equipamentos que necessitam de reavaliação ou substituição, devido ao risco de sobrecarga e degradação térmica. Assim, além dos indicadores de qualidade de tensão, analisou-se também o perfil de carregamento do transformador, comparando a influência do BESS na sua operação em relação ao cenário sem armazenamento.

A. Sistema com Uma Bateria

A implementação de um único banco de baterias não foi suficiente para eliminar completamente as transgressões de tensão, mas resultou em uma redução expressiva do DRP e, mais importante, zerou o DRC em todo o sistema. Isso reforça

o papel do armazenamento como um elemento essencial para a estabilidade da rede, ainda que sua atuação isolada não seja capaz de resolver todas as violações da faixa regulatória para um sistema com altos índices de transgressões.

Dada a natureza radial do circuito e a distribuição heterogênea das cargas e da geração distribuída, a mitigação de tensões anômalas apresenta desafios complexos. Como esperado, os pontos mais afastados do secundário do transformador não foram corrigidos apenas com a presença de um único BESS, pois a configuração radial do sistema e as quedas de tensão ao longo das linhas limitam a influência de uma única unidade sobre toda a rede.

O algoritmo de otimização retornou o poste 13 como a melhor localização para o BESS, pois sua instalação nesse ponto maximizou a redução de DRP e eliminou o DRC. A Tabela III exhibe os postes classificados conforme a função objetivo, do melhor ao pior, destacando os critérios considerados.

TABELA III. CLASSIFICAÇÃO DOS POSTES SEGUNDO A FUNÇÃO OBJETIVO PARA INSTALAÇÃO DO BESS

Poste	Critérios de Seleção						Perdas (W)
	f (-)	DRP (%)	DRC (%)	N. DRC (un)	N. DRP (un)	T. Pico (kVA)	
13	167,25	32,64	0,00	0,00	13,00	95,10	4526,26
14	167,25	32,64	0,00	0,00	13,00	95,11	4529,15
15	167,25	32,64	0,00	0,00	13,00	95,12	4529,88
10	182,31	32,64	0,69	2,00	14,00	94,76	4541,17
11	182,31	32,64	0,69	2,00	14,00	94,87	4549,05
5	189,67	25,00	0,69	3,00	9,00	94,30	4528,59
6	189,67	25,00	0,69	3,00	9,00	94,33	4530,82
7	189,67	25,00	0,69	3,00	9,00	94,44	4532,09
4	190,36	25,00	0,69	3,00	9,00	94,42	4524,34
12	197,58	32,64	0,69	1,00	14,00	94,97	4523,93
3	198,03	25,00	0,69	3,00	12,00	94,56	4519,74
9	199,67	32,64	0,69	2,00	14,00	94,90	4530,68
8	237,64	32,64	0,69	2,00	15,00	94,98	4519,84
2	241,58	26,39	0,69	3,00	16,00	94,82	4514,26
1	298,31	32,64	0,69	3,00	17,00	95,12	4508,28

A Fig. 4 apresenta a evolução do perfil de tensão nos postes que apresentavam transgressões antes da instalação do BESS (ver Fig. 3 e Tabela II). Observa-se que, mesmo com um carregamento moderado da bateria (60% da potência nominal), todas as sobretensões foram ajustadas para a faixa regulamentar. Entretanto, por tratar-se de um sistema radial, o impacto na mitigação de subtensões em outras ramificações da rede foi significativamente reduzido, sobretudo naqueles trechos mais afastados do secundário do transformador de distribuição. Esse comportamento pode ser observado na Fig. 4, onde os pontos mais próximos ao poste 13 apresentam maior ajuste de tensão, enquanto as ramificações distantes do BESS ainda apresentam valores superiores aos limites normativos.

A Tabela IV detalha os valores de DRP e DRC obtidos para o sistema com um único banco de baterias instalado no poste 13. Destaca-se que seis ocorrências de violação de DRP (considerando separadamente cada fase em cada poste) passaram a estar em conformidade com os limites normativos. Além disso, não há mais DRC registrado no circuito. Mesmo nos casos em que a tensão ainda excedeu os valores recomendados, observa-se uma redução na magnitude das violações, reforçando a eficiência parcial do armazenamento distribuído.

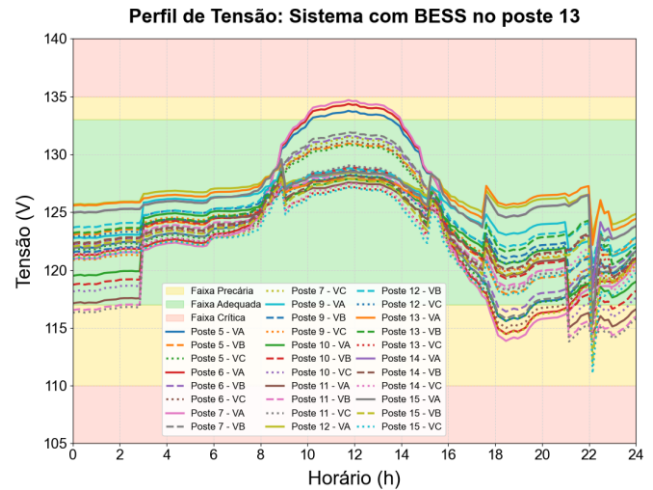


Fig. 4. Perfil de tensão nos postes depois da instalação do BESS no poste 13.

TABELA IV. VALORES DE DRP E DRC DEPOIS DA INSTALAÇÃO DO BESS NO POSTE 13

Poste	Sistema com BESS no poste 13					
	Fase A		Fase B		Fase C	
	DRP (%)	DRC (%)	DRP (%)	DRC (%)	DRP (%)	DRC (%)
5	21,53	0,00	0,00	0,00	7,64	0,00
6	30,56	0,00	5,56	0,00	12,5	0,00
7	32,64	0,00	6,25	0,00	14,58	0,00
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,69	0,00	4,17	0,00	10,42	0,00
11	12,50	0,00	22,92	0,00	25,00	0,00
12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0,00	0,00	0,69	0,00	0,69	0,00
15	0,69	0,00	1,39	0,00	1,39	0,00

Além dos efeitos sobre a qualidade da tensão, avaliou-se o impacto do BESS na operação do transformador de distribuição. A Fig. 5 mostra que, com a inserção do banco de baterias, houve uma redução significativa dos períodos de reversão de fluxo de potência ativa, ou seja, momentos em que a potência fluía da baixa para a média tensão devido ao excesso de geração fotovoltaica. Esse efeito é desejável, pois minimiza desgastes térmicos e aumenta a vida útil do transformador. Além disso, reduziram-se os períodos de operação acima do nível tolerável, mitigando potenciais sobrecargas no equipamento.

Com relação às perdas elétricas, observou-se um leve aumento em relação ao sistema sem armazenamento, passando de 4506,65 W para 4526,26 W. Esse acréscimo de aproximadamente 0,4% pode ser atribuído ao próprio funcionamento do BESS, que introduz um novo elemento ao sistema. Contudo, essa elevação é considerada desprezível, pois não compromete a eficiência global do circuito. Isso sugere que a estratégia de operação adotada para o BESS foi eficiente em minimizar impactos indesejados no balanço energético da rede.

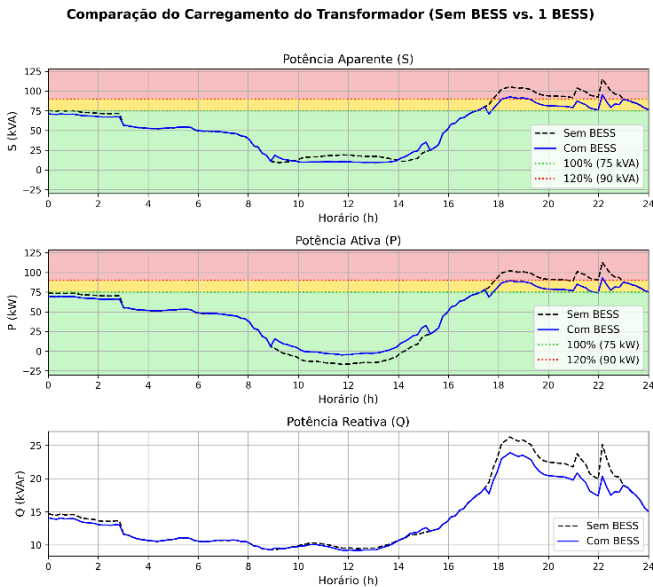


Fig. 5. Impacto do BESS na operação do transformador de distribuição.

B. Sistema com Duas Baterias

Mesmo com a instalação de um único banco de baterias, algumas violações de tensão permaneceram no sistema, principalmente nos pontos mais afastados do transformador. Diante disso, analisou-se um segundo cenário, no qual dois sistemas de armazenamento foram implementados simultaneamente. O objetivo dessa abordagem foi verificar se a distribuição dos BESS em diferentes pontos da rede resultaria em uma mitigação mais eficiente das transgressões de DRP e DRC, além de melhorar o equilíbrio da tensão ao longo do circuito radial.

A seleção dos dois postes seguiu a mesma metodologia de otimização utilizada para o primeiro cenário, sem a imposição de restrições adicionais quanto à distribuição espacial dos BESS ou à diferenciação de sua atuação. A Tabela V apresenta os dez melhores pares de postes encontrados pelo algoritmo, priorizando as combinações que minimizaram a função objetivo. Observa-se que a melhor solução identificada foi a instalação dos BESS nos postes 4 e 13, com diferentes combinações apresentando desempenhos próximos. Como os BESS são idênticos em capacidade e especificações, a ordem dos postes na solução final não interfere no resultado, ou seja, a alocação nos postes 4 e 13 gera os mesmos efeitos que a configuração 13 e 4.

A localização dos BESS revela um aspecto relevante sobre a compensação de tensão no circuito. Os postes selecionados encontram-se em lados opostos ao ponto de conexão do transformador (P1 na Fig. 1), o que favorece um melhor equilíbrio na distribuição da potência injetada e absorvida.

Essa distribuição geográfica reduz as quedas de tensão em pontos críticos e evita concentrações excessivas de compensação em uma única ramificação, melhorando a eficiência da mitigação.

A Tabela VI apresenta os valores de DRP e DRC obtidos para a configuração com dois BESS. Nota-se que, apesar da significativa redução nas violações de tensão, algumas transgressões de DRP ainda persistem, especialmente no poste 11, onde todas as fases registram desvios superiores aos 3% estabelecidos como limite normativo. Além disso, a fase C do poste 10 também apresenta um DRP elevado, evidenciando que, embora a instalação dos dois sistemas de armazenamento tenha reduzido expressivamente as transgressões, a mitigação não foi completa para todas as cargas da rede.

TABELA V. CLASSIFICAÇÃO DOS PARES DE POSTES SEGUNDO A FUNÇÃO OBJETIVO PARA INSTALAÇÃO DOS BESS

Poste	Critérios de Seleção						
	f (-)	DRP (%)	DRC (%)	N. DRC (un)	N. DRP (un)	T. Pico (kVA)	Perdas (W)
4 - 13	54,67	25,00	0,00	0,00	4,00	89,83	4543,93
4 - 14	54,67	25,00	0,00	0,00	4,00	89,83	4546,83
5 - 13	54,67	25,00	0,00	0,00	4,00	89,84	4548,18
6 - 13	54,67	25,00	0,00	0,00	4,00	89,84	4550,41
5 - 14	54,67	25,00	0,00	0,00	4,00	89,84	4551,08
7 - 13	54,67	25,00	0,00	0,00	4,00	89,84	4551,69
6 - 14	54,67	25,00	0,00	0,00	4,00	89,84	4553,31
7 - 14	54,67	25,00	0,00	0,00	4,00	89,84	4554,58
4 - 5	55,36	25,00	0,00	0,00	4,00	89,83	4547,55
5 - 15	55,36	25,00	0,00	0,00	4,00	89,84	4551,80

TABELA VI. VALORES DE DRP E DRC APÓS A INSTALAÇÃO DOS BESS NOS POSTES 4 E 13.

Poste	Sistema com BESS no poste 13					
	Fase A		Fase B		Fase C	
	DRP (%)	DRC (%)	DRP (%)	DRC (%)	DRP (%)	DRC (%)
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	2,78	0,00	8,33	0,00
11	12,5	0,00	20,83	0,00	25,00	0,00
12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0,00	0,00	0,69	0,00	0,69	0,00
15	0,69	0,00	1,39	0,00	1,39	0,00

A Fig. 6 ilustra o perfil de tensão do sistema com os BESS instalados nos postes 4 e 13. Como esperado, observa-se uma redução substancial das violações, com a eliminação completa das tensões críticas e uma expressiva redução das

tensões precárias. Essa melhora decorre da distribuição otimizada da potência armazenada, permitindo que os BESS atuem simultaneamente em diferentes pontos do circuito, corrigindo variações locais de tensão sem depender exclusivamente da compensação no nó de instalação.

Avaliou-se também o impacto dessa configuração no carregamento do transformador de distribuição. A Fig. 7 mostra que, com a instalação dos dois BESS, não há mais fluxo reverso de potência ativa para o sistema de média tensão, diferentemente do cenário sem armazenamento ou com apenas um BESS, onde a potência excedente da geração distribuída era parcialmente exportada para o lado primário do transformador. A ausência desse fluxo reverso indica que a energia gerada localmente foi completamente absorvida pelos consumos internos do circuito, demonstrando a efetividade dos BESS na regulação da injeção fotovoltaica.

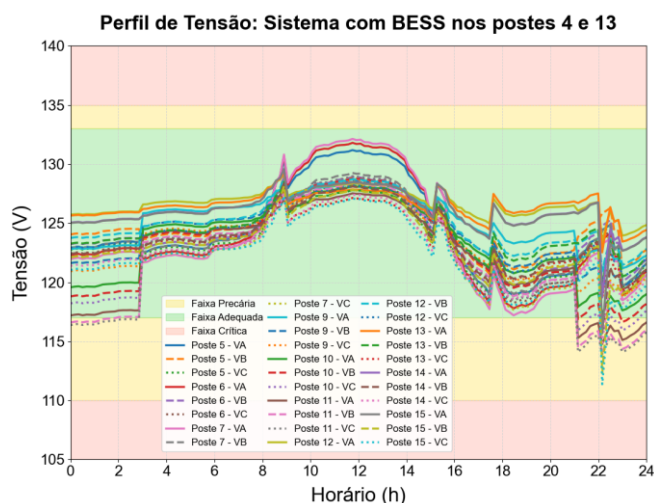


Fig. 6. Perfil de tensão nos postes antes e depois da instalação dos BESS nos postes 4 e 13.

Além disso, observa-se que o transformador não opera mais em sobrecarga acima do limite tolerável, conforme indicado na Fig. 7. A redistribuição do carregamento entre diferentes pontos do circuito evitou picos concentrados de potência, permitindo que a carga fosse mantida dentro de uma faixa mais estável ao longo do dia. Esse efeito reduz o desgaste térmico do transformador e prolonga sua vida útil, evitando a necessidade de substituições prematuras.

Em relação às perdas elétricas, observou-se um aumento em comparação aos cenários anteriores, com um total de 4552,64 W. Esse acréscimo, embora esperado, representa um valor inferior a 1% do total e pode ser atribuído à inclusão de mais um dispositivo no sistema, o que adiciona pequenas perdas associadas à operação dos conversores de potência dos BESS. Esse aumento, no entanto, não compromete a eficiência global da rede e é compensado pelos benefícios na estabilidade da tensão e na redução do carregamento do transformador.

Os resultados demonstram que a instalação distribuída dos BESS trouxe melhorias significativas para os indicadores de qualidade de energia, eliminando as violações críticas de tensão e reduzindo as tensões precárias. No entanto, ainda restam algumas transgressões de DRP em determinadas fases, indicando que a solução, embora eficaz, não foi capaz de corrigir integralmente todas as oscilações do circuito. Isso

sugere que a compensação de tensão por meio de sistemas de armazenamento pode ser otimizada ainda mais com ajustes nos perfis de carregamento e descarga, ou com o uso de estratégias adicionais de controle de potência reativa.

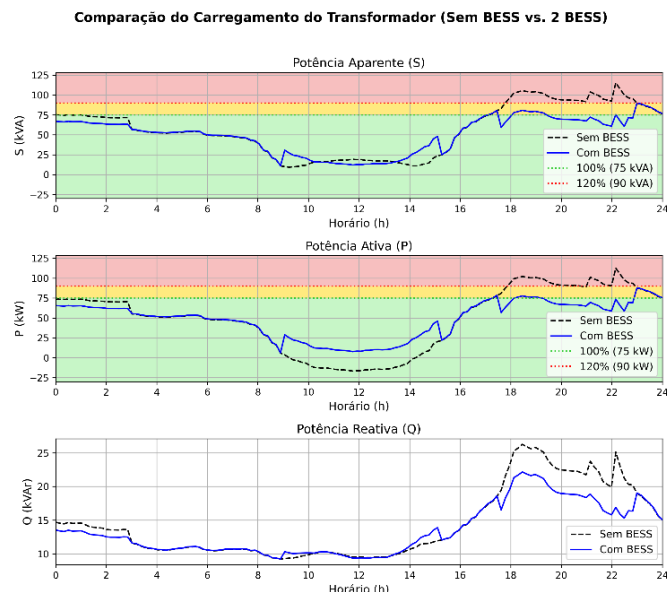


Fig. 7. Impacto dos dois BESS na operação do transformador de distribuição

V. CONCLUSÃO

O presente estudo analisou a viabilidade da utilização de bancos de baterias na mitigação de violações de tensão em um circuito secundário de distribuição, considerando a presença de geração distribuída e cargas variáveis ao longo do dia. A partir de simulações computacionais realizadas no software OpenDSS, avaliou-se a influência dos sistemas de armazenamento tanto na regulação da tensão quanto na operação do transformador de distribuição.

Os resultados demonstraram que a instalação de um único banco de baterias contribuiu significativamente para a redução dos desvios de DRP e eliminou completamente as ocorrências de DRC. No entanto, devido à topologia radial do circuito e à distribuição das cargas, a mitigação dos problemas de tensão ocorreu de forma localizada, sem alcançar todas as ramificações da rede. A seleção otimizada do ponto de instalação mostrou-se fundamental para maximizar o desempenho do BESS, uma vez que sua alocação inadequada poderia comprometer a efetividade da compensação de tensão.

Diante da persistência de algumas violações, avaliou-se a possibilidade de distribuir a capacidade de armazenamento entre dois pontos distintos do circuito. A configuração com dois BESS resultou em uma mitigação ainda mais eficiente das transgressões de DRP, mantendo o DRC zerado e reduzindo significativamente os períodos de operação do transformador em sobrecarga. Além disso, a presença dos dois sistemas eliminou os fluxos reversos de potência ativa para a média tensão, o que contribui para a estabilidade operacional da rede e evita desgastes prematuros no transformador.

Apesar da melhora nos indicadores de qualidade de energia, algumas violações de DRP ainda persistiram em

trechos específicos da rede, sugerindo que a estratégia de armazenamento pode ser aprimorada. A inclusão de um controle mais refinado dos perfis de carga e descarga, aliado ao uso de potência reativa para suporte de tensão, pode representar uma solução complementar para eliminar completamente as transgressões normativas. Além disso, o impacto das perdas elétricas mostrou-se insignificante em relação aos benefícios proporcionados, reforçando que a adoção de BESS pode ser uma alternativa viável para a regulação de tensão em redes de distribuição com elevada penetração de geração distribuída.

Cabe destacar que a inclusão de um terceiro banco de baterias não foi considerada neste estudo. Embora sua instalação pudesse contribuir para a eliminação total das violações remanescentes, a adoção de dois BESS já representa um investimento expressivo. Assim, optou-se por limitar a análise a configurações com até duas unidades, buscando um equilíbrio entre desempenho técnico e viabilidade econômica.

Como trabalhos futuros, sugere-se a investigação de diferentes estratégias de controle para os bancos de baterias, incluindo algoritmos que adaptem dinamicamente a operação do BESS de acordo com a demanda e a geração em tempo real. Além disso, estudos adicionais podem explorar o impacto econômico da instalação dos sistemas de armazenamento, analisando a viabilidade financeira da solução sob diferentes cenários tarifários e políticas de incentivos regulatórios.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica (PPGEELT) da Faculdade de Engenharia Elétrica (FEELT) da Universidade Federal de Uberlândia (UFU) pelo suporte institucional fornecido ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

REFERÊNCIAS

- [1] LIMA, D. F. "Metodologias para regulação de tensão em sistemas de distribuição na presença de recursos energéticos distribuídos". Tese (Doutorado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2024. 127p.
- [2] ANNEEL. Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), Anexo VIII da Resolução Normativa nº 956, 2021.
- [3] Alves, M.N. "Aplicação de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição com elevada penetração de geração solar fotovoltaica distribuída". Dissertação de Mestrado, Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2020. 94p.
- [4] Cunha, V. C. "Aplicação de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição com elevada penetração de geração fotovoltaica e veículos elétricos," Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2017. 98p.
- [5] Machado, C. F. B. "Metodologia para determinação de valor locacional de sistemas de armazenamento em redes de distribuição". Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2024. 86p.
- [6] B. C. Ferreira. "Estratégias Operacionais para Sistemas de Armazenamento de Energia Conectados à Rede Elétrica de Distribuição com Geração Distribuída Fotovoltaica." Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de São João del-Rei, 2022. 105p.
- [7] Dária JR., J. A.; Tizzo, P. A.; Macedo JR., J. R. "Sistemas distribuídos de armazenamento de energia para regulação de tensão e alívio de carregamento em circuitos secundários de baixa tensão." Conferência Brasileira Sobre Recursos Energéticos Distribuídos, Uberlândia, 2024.