

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
MARCELO DOS SANTOS AMBROSO

**ALOCAÇÃO ÓTIMA DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA
CONTROLE DE VARIAÇÃO DE TENSÃO EM REDES ELÉTRICAS COM
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

ARARANGUÁ

2017

MARCELO DOS SANTOS AMBROSO

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE ENERGIA**

Trabalho de conclusão de curso na modalidade de artigo científico para a aprovação na disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina – Campus Araranguá

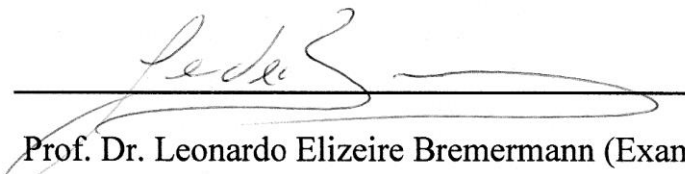
Aprovado em: 30/03/2017



Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher (Orientador)



Prof. Dr. César Cataldo Scharlau (Examinador)



Prof. Dr. Leonardo Elizeire Bremermann (Examinador)

ARARANGUÁ

2017

RESUMO

A inserção de sistemas de armazenamento de energia (SAE) e geração distribuída (GD) em conjunto com tecnologias digitais avançadas propiciam maior segurança, confiabilidade e eficiência operacional em relação aos sistemas elétricos atuais e fazem parte de um novo conceito de redes elétricas, denominado Redes Elétricas Inteligentes (REI). Este trabalho aborda o problema de encontrar o local ótimo de instalação dos SAEs em uma rede de distribuição real de uma concessionária, considerando a inserção de fontes de geração distribuída, com o objetivo de corrigir sobretensões e subtensões do sistema. A solução do problema é baseada na técnica de busca heurística *Branch Exchange*, onde se procura nó à nó a otimização da rede, minimizando o valor do somatório de todas as variações de tensões dos nós do sistema. Com o propósito de demonstrar a eficiência da metodologia, são apresentados os resultados considerando diferentes cenários de carga, disponibilidade de geração, quantidade e potência dos bancos de baterias.

Palavras-chave: Armazenamento de energia. Alocação ótima. Geração distribuída. Redes Elétricas Inteligentes. *Branch Exchange*.

ABSTRACT

The integration of energy storage systems (ESS) with distributed generation and advanced digital technologies provides greater security, reliability and operational efficiency when compared to conventional power distribution networks. This integration may be considered as a part of the new concept of distribution networks called Smart Grid. The main objective of this work is to propose a methodology for optimal placement of EES in distribution networks with distributed generators, aiming to correct overvoltage and undervoltage in the network. The proposed solution is based on the Branch Exchange heuristic search technique. It is performed a node-to-node search, minimizing the sum of all voltage variations in the feeder. In order to demonstrate the efficiency of the methodology, the results are presented considering different scenarios of load, generation availability, and storage capacity.

Keywords: Energy storage. Optimal location. Distributed generation. Smart Grids. Branch Exchange.

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
EPSO	<i>Evolutionary Particle Swarm Optimization</i>
FO	Função objetivo
GD	Geração distribuída
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
REI	Redes Elétricas Inteligentes
RS	Rio Grande do Sul
SAE	Sistemas de Armazenamento de Energia
SE	Subestação
TA	Tensão de Atendimento
TR	Transformadores

LISTA DE VARIÁVEIS

$F.O$	Função objetivo
I_k	Fluxo de corrente elétrica que percorre o equipamento ou condutor
$I_{kmáx}$	Corrente elétrica máxima admissível do equipamento ou condutor
k	Índice do nó
V_k	Tensão em regime permanente

1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento tecnológico e o crescimento populacional contínuo exigem uma demanda de energia cada vez maior nos sistemas elétricos atuais. Sendo assim, quando há um aumento significativo na demanda de energia e essa ultrapassa os limites do sistema, faz-se necessário a construção de novas unidades de geração, bem como sistemas que suportem a transmissão e distribuição desta nova parcela de energia gerada.

As unidades de geração de grande porte começaram a ser questionadas nos últimos anos, principalmente pelos problemas relacionados aos impactos ambientais que a implantação destas centrais causam e também pelo surgimento de novas tecnologias que reduzem o custo da energia gerada. Esses fatores contribuíram para a valorização e aumento da geração distribuída em âmbito mundial. Como consequência destes aumentos significativos de potência instalada nas redes elétricas, provenientes das GDs, começam a surgir problemas técnicos, como sobretensões nos alimentadores, os quais fazem com que seja necessário controlar a potência ativa e reativa do sistema. Uma possível solução seria a proposta de um esquema de controle efetivo de armazenamento de energia.

Somado a isso, e partindo do pressuposto que as GDs geralmente utilizam fontes intermitentes de energia como o sol, vento e a água, surge a necessidade de desenvolver avanços significativos nas tecnologias de armazenamento de energia para controlar os níveis de tensões e, conseqüentemente, melhorar o aproveitamento da geração excedente. Segundo Silva (2016), pode-se dividir as tecnologias de armazenamento em seis principais categorias: baterias de fluxo, baterias de estado sólido, volantes de inércia, ar comprimido, térmico e bombeamento hidráulico.

Com a implantação dessas novas tecnologias nas redes elétricas, aliadas a sistemas automatizados e de comunicação, surge então uma nova tecnologia digital avançada que propicia maior segurança, confiabilidade e eficiência operacional ao sistema elétrico, denominada Redes Elétricas Inteligentes.

Torna-se de extrema importância os estudos relacionados aos Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE), visto que os mesmos contribuem para uma disseminação efetiva do uso de energias renováveis de maneira sustentável. A possibilidade de alívios de sobretensões e o auxílio nos problemas de aleatoriedade e disponibilidade de energia podem ter como consequência um aumento na eficiência global do sistema elétrico.

Este trabalho de conclusão de curso apresenta uma das possíveis soluções para minimizar as variações de tensões em redes elétricas, a fim de mitigar distúrbios causados

pela sobretensão e subtensão no sistema, ocasionados pela variação de carga e geração. Para tanto, será utilizado um modelo de rede real e a aplicação de um método de otimização para a alocação dos SAEs, visto que as GDs (aliadas às mudanças comportamentais dos consumidores, inserção de veículos elétricos, modalidades tarifárias distintas, etc.) tornam a análise das redes de distribuição consideravelmente dinâmicas.

O procedimento empregado é baseado no método de busca heurística denominado Troca de Ramos (*Branch Exchange*), utilizado por Pfitscher *et al.* (2013). Considerando as características dos diferentes sistemas de armazenamento citados anteriormente, escolheu-se as baterias pelo fato de constituírem uma das tecnologias mais eficientes e que permite o armazenamento de energia por longos períodos de tempo (BATISTA, 2010). A capacidade do SAE, bem como das GDs, são determinadas e fixadas pelo autor.

A expectativa é que este trabalho apresente uma nova solução em relação à otimização de alocação de sistemas de armazenamento de energia que garanta que os níveis de tensão nas redes de distribuição mantenham-se entre os limites tecnicamente admissíveis de operação.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

A seguir serão descritos os pressupostos teóricos básicos relacionados à temática estudada no presente trabalho.

2.1 Sistemas de armazenamento de energia

Desde a descoberta da eletricidade, tem-se procurado métodos efetivos para armazenar energia de forma eficiente. Os SAEs têm evoluído consideravelmente, a fim de adaptar-se aos requisitos e avanços da tecnologia. Nos dias atuais, os sistemas de armazenamento de energia fornecem uma ampla variedade de abordagens tecnológicas para criar uma infraestrutura energética mais confiável e também para gerir o fornecimento de energia à rede (SILVA, 2016).

Os SAEs surgem como uma das soluções mais promissoras a curto prazo que permitem adiar, à princípio, o investimento de tecnologias da área de telecomunicações nas redes elétricas, visto que esses sistemas independem de tais tecnologias para desempenharem sua finalidade. A implantação de um SAE permite desenvolver funcionalidades avançadas de controle destinadas a fornecer serviços auxiliares para as redes elétricas, como controles de

tensão e fluxo de energia. Do mesmo modo, esses sistemas fornecem suporte para as gerações distribuídas, auxiliando na compensação de energia elétrica na rede em horários nos quais as GDs não geram energia elétrica de forma efetiva (NICK *et al.*, 2012).

É importante mencionar que, para que determinados benefícios trazidos pela implantação dos SAEs sejam alcançados, deve-se selecionar a(s) melhor(es) tecnologia(s) de armazenamento para cada caso a ser analisado, bem como otimizar esses sistemas com objetivo de tornar as redes elétricas mais eficientes (SILVA, 2016).

2.2 Otimização de sistemas de armazenamento de energia elétrica

Otimizar o SAE significa torná-lo ótimo, ou encontrar a estrutura e os valores dos parâmetros do sistema de forma a atingir o objetivo da implantação do mesmo, considerando restrições impostas pela disponibilidade, confiabilidade, manutenção, operabilidade e impacto ambiental desejados para o sistema (SILVA, 2016).

Nesse contexto, Batista (2010) propôs uma solução que permite garantir que a tensão nos nós de uma microrede genérica (interligada à uma rede de distribuição e que possui excesso de microgeração) não exceda os limites tecnicamente admissíveis. Esta solução foi baseada na inserção de um SAE que permite o armazenamento de energia equivalente à potência que é produzida num dado momento e que não é consumida, com objetivo de utilizá-la posteriormente. A metodologia utilizada foi baseada na otimização por Enxame de Partículas Evolucionário (EPSO, do inglês *Evolutionary Particle Swarm Optimization*). Desta forma, concluiu-se que o sistema de armazenamento de energia deveria ser instalado o mais próximo possível do nó onde a sobretensão ocorre de forma mais severa, encontrando assim, o menor valor de potência do SAE o qual solucionaria o problema de variação de tensão. O trabalho desse autor serviu como base para o desenvolvimento dessa pesquisa.

Nick *et al.* (2012) apresentaram um problema de otimização de alocação de sistemas de armazenamento de energia para maximizar o seu suporte ao controle de tensão em uma rede elétrica. Os autores propuseram um procedimento de planejamento ótimo que resulta na minimização dos desvios de níveis de tensão da rede com base em uma formulação de um problema de programação linear mista. Uma vez que os SAEs são utilizados apenas para fins de controle da rede, o procedimento faz apenas referência a alocação do sistema e não considera as questões de dimensionamento e custo de investimento. Utiliza-se, pelo fato da complexidade do problema, uma metodologia baseada na técnica de Decomposição de Benders (do inglês, *Benders Decomposition*). O uso do procedimento proposto mostrou a

capacidade de encontrar a localização ótima do SAE em uma configuração real de rede de distribuição.

Grisales *et al.* (2017) desenvolveram uma metodologia multi-objetivo para alocar, dimensionar e operar o sistema de armazenamento de energia em sistemas de distribuição, considerando uma curva de carga típica em um horizonte de 24 horas. No primeiro estágio da metodologia, o planejamento e dimensionamento dos bancos de bateria são feitos utilizando um algoritmo genético de triagem. No segundo estágio, é utilizado um algoritmo de otimização de pesquisa Tabu, que define qual o melhor arranjo de operação para cada configuração de banco de baterias geradas no primeiro estágio. A solução desse modelo mostrou claramente que o problema envolvendo a localização do SAE possui ligação direta com o problema operacional. Os autores destacam ainda, que o problema de localização, dimensionamento e operação do sistema de armazenamento de energia é um problema com objetivos conflitantes, sendo assim, ao utilizar uma estratégia mono-objetiva, obtém-se uma limitação na solução ótima do problema.

Giannitrapani *et al.* (2016) abordaram um problema de otimização para encontrar a configuração ideal relacionada a quantidade, local e capacidade do sistema de armazenamento de energia em uma rede de distribuição de baixa tensão com objetivo de prevenir sobretensões e subtensões. Para o caso da alocação ótima do SAE, foi utilizada uma estratégia heurística baseada na análise de sensibilidade da tensão da rede. A solução fornecida pelo algoritmo resultou em uma opção satisfatória entre diferentes condições operacionais e funcionou em todos os cenários propostos. Além disso, as simulações mostraram resultados em relação ao tempo de computação e solução de otimização encontrada.

Lakshminarayana *et al.* (2015), mostraram os benefícios da utilização de forma cooperada do armazenamento de energia elétrica e de microrredes que possuem geração de energia renovável a fim de mitigar as flutuações da rede. O trabalho incorporou restrições relacionadas ao fluxo de potência na rede em sua formulação, através da modelagem destes numa estrutura de fluxo de potência de corrente contínua (CC), além de serem incluídas as ineficiências das baterias. No entanto, não foram considerados o gerenciamento da potência reativa e nem o fluxo de potência de corrente alternada (CA). A metodologia utilizada foi baseada na otimização de Lyapunov e conclui-se que a não inclusão das restrições relacionadas ao fluxo de potência na modelagem do sistema, pode levar a equivocadas estratégias de compartilhamento de potência.

O diferencial deste trabalho, levando em consideração as referências citadas, é que os sistemas de armazenamento de energia serão analisados em dois patamares distintos. No

primeiro patamar, será considerado que os SAEs se comportam como uma carga no sistema. Já no segundo patamar, considerou-se os mesmos como uma fonte de geração de energia, representando o estágio de descarregamento dos bancos de baterias.

3 METODOLOGIA

A elevada inserção de microgeração em redes elétricas pode originar problemas de sobretensão. Muitas vezes, para corrigir esse tipo de problema, é feita a interrupção da geração de algum sistema de microgeração que está conectado à rede. No entanto, essa alternativa conduz à uma subutilização das fontes com base em recursos renováveis. Sendo assim, o armazenamento do excedente de energia produzida apresenta-se como uma das possíveis soluções que garante que as tensões em todos os nós da rede se mantenham abaixo do valor da tensão máxima admissível (BATISTA, 2010).

Neste capítulo é apresentada a metodologia proposta para a alocação ótima de um sistema de armazenamento de energia para controle de variação de tensão em uma rede elétrica com geração distribuída.

3.1 Formulação do problema

Os problemas de otimização, usualmente são caracterizados por uma função objetivo (FO) e um conjunto de restrições.

A função objetivo escolhida para este trabalho consiste em minimizar o somatório da variação de tensão na rede elétrica ΔV_k , considerando cada nó do sistema, conforme apresentado na Equação 1.

$$F.O: \min \sum \Delta V_k \quad (1)$$

$$s.a: \begin{cases} V_{\min} \leq V_k \leq V_{\max} & (2) \\ I_k \leq I_{k\max} & (3) \end{cases}$$

Onde

$$\Delta V_k = V_{k(pu)} - 1 \quad (4)$$

Uma das restrições utilizadas, considera os limites máximo e mínimo dos níveis de tensão, conforme a Equação 2, que garantem a qualidade do fornecimento de energia aos consumidores, definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Onde V_k é a tensão em regime permanente dentro da faixa de valores admissíveis em cada nó da rede. Os valores de $V_{min}= 0,93$ p.u e $V_{max}= 1,05$ p.u são classificados como Tensão de Atendimento (TA) adequada para redes de distribuição de média tensão conforme Tabela 1 (ANEEL, 2016).

Tabela 1 - Faixas de Classificação de Tensões – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Também é utilizada como restrição a capacidade admissível de corrente elétrica nos condutores e equipamentos, que está associada à seção dos mesmos e à condição de operação da rede, conforme a Equação 3. Onde $I_{kmáx}$ é a corrente máxima admissível do equipamento ou condutor no nó “k” da rede, e I_k é o fluxo de corrente que realmente percorre o equipamento ou condutor.

Nota-se que diferentemente da maioria das referências citadas no capítulo 2, este trabalho não inclui as perdas de energia na função objetivo, embora avalie o impacto das soluções encontradas sobre esse indicador.

3.2 Estratégia de alocação do sistema de armazenamento de energia

A seleção da localização do SAE é baseada na técnica de busca heurística *Branch Exchange* a partir de mudanças sucessivas do local de instalação do banco de baterias.

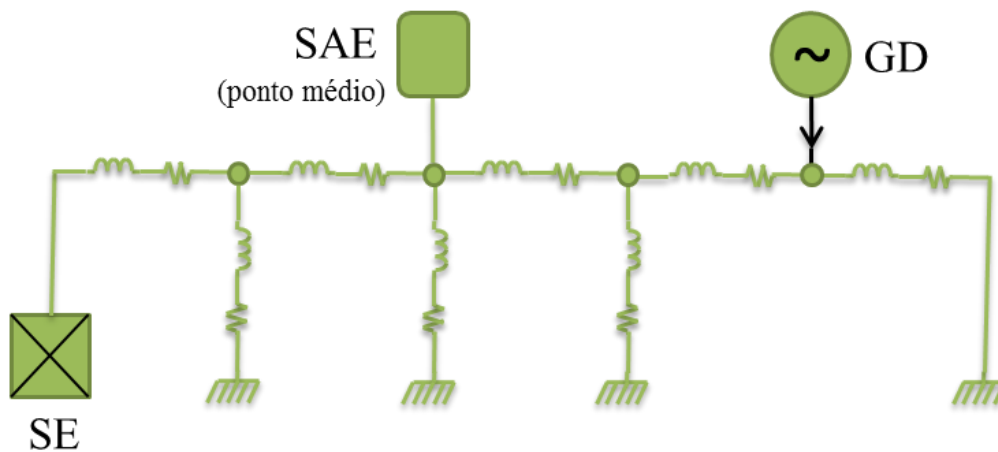
Devido ao *branch exchange* ser um método de busca local, em cada iteração o algoritmo procura uma nova solução a partir de configurações vizinhas. Caso haja uma diminuição no valor dos indicadores da função objetivo, tem-se uma nova solução, e o algoritmo continua o processo de busca até que nenhuma melhoria aconteça (MELLO, 2014).

A simplicidade e flexibilidade de inserção em relação à quantidade, potência e posição das gerações distribuídas, bem como do SAE, foram fatores decisivos na escolha de implantação desse método.

Os passos da metodologia utilizada são demonstrados a seguir, considerando uma rede elétrica simples, com apenas uma subestação (SE), um sistema de armazenamento de energia (SAE) e um sistema de geração distribuída (GD), vista na Figura 1.

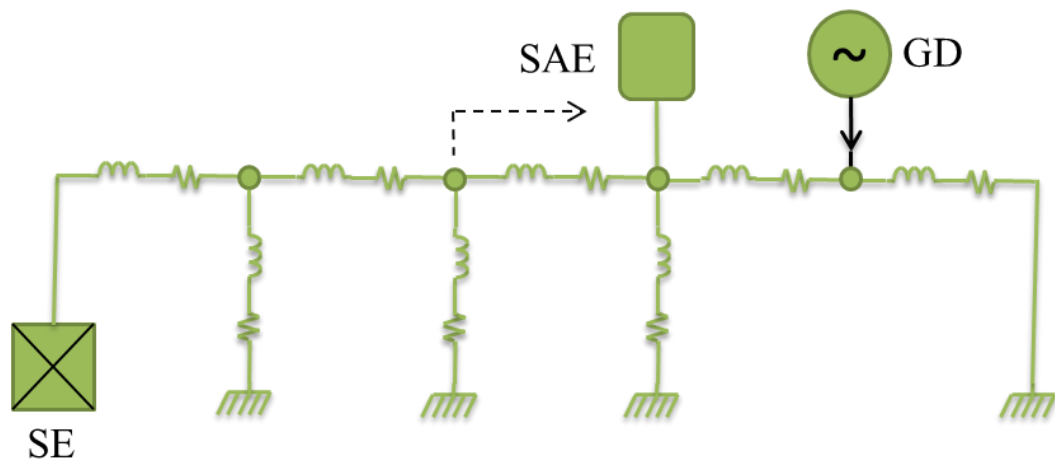
1º passo: Inicialmente encontra-se o ponto médio (levando-se em consideração a distância geográfica) entre a subestação e a geração distribuída mais afastada da SE e aloca-se o SAE no mesmo, conforme Figura 1. Realiza-se o cálculo dos indicadores (V_k e I_k) através do cálculo do fluxo de potência (utilizando o método de soma das correntes). Se não houver violação das restrições, devem-se guardar os valores e seguir para o 2º passo. Caso haja violação das restrições apenas segue-se para o 2º passo.

Figura 1 – Rede teórica conforme o 1º passo. Fonte: Autor



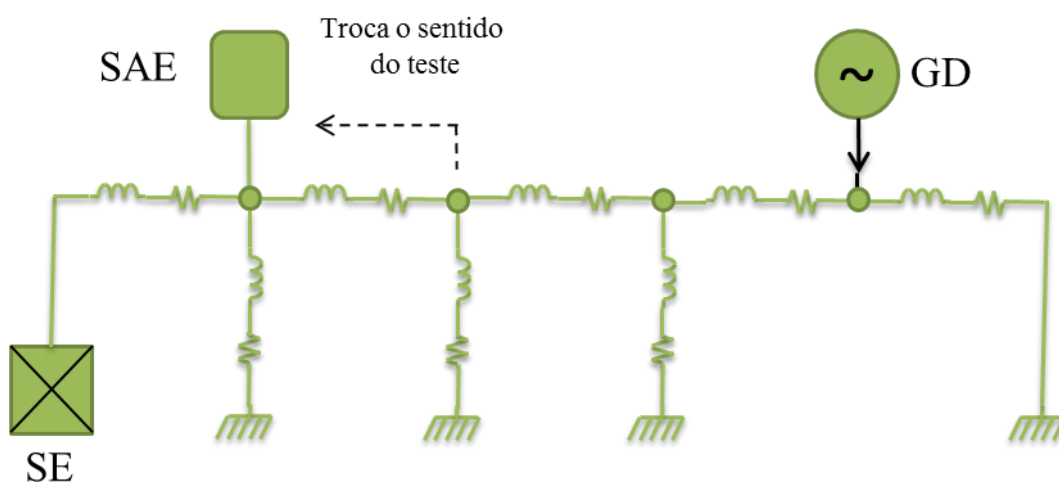
2º passo: Aloca-se o SAE no próximo ponto com maior variação de tensão em direção à GD mais afastada da rede, conforme Figura 2, e calcula-se os novos indicadores. Caso não haja redução dos indicadores avaliados ou haja violação das restrições, segue-se para o 3º passo. Caso haja redução dos indicadores e não haja violação das restrições, segue-se para o 4º passo.

Figura 2 – Alocação do SAE conforme o 2º passo. Fonte: Autor



3º passo: A partir do ponto médio, aloca-se o SAE no próximo ponto com maior variação de tensão em direção à SE, conforme Figura 3. Calculam-se os indicadores. Caso não haja redução dos indicadores avaliados ou haja violação das restrições, segue-se para o 5º passo. Caso haja redução dos indicadores e não haja violação das restrições segue-se para o 4º passo.

Figura 3 – Alocação do SAE conforme o 3º passo. Fonte: Autor



4º passo: Aloca-se o SAE no próximo ponto, mantendo o sentido do teste (em direção à GD / em direção à SE) e calcula-se os novos indicadores. Caso haja violação das restrições ou não haja redução dos indicadores da função objetivo segue-se para 5º passo. Caso contrário, guarda-se os valores e repete-se o 4º passo.

5º passo: Determina-se a posição do SAE que resulta nos melhores indicadores entre os valores guardados anteriormente. Caso a solução seja encontrada, alocar o SAE nesse

ponto e seguir para o 6º passo. Caso contrário, indica-se que não há solução possível que melhore os indicadores e que não viole as restrições com o SAE analisado e seguir para o 6º passo.

6º passo: Verificar se há outro SAE para alocar na rede. Em caso afirmativo, mantem-se o(s) SAE(s) alocados previamente e segue-se para o 1º passo. Em caso negativo, finaliza-se a alocação.

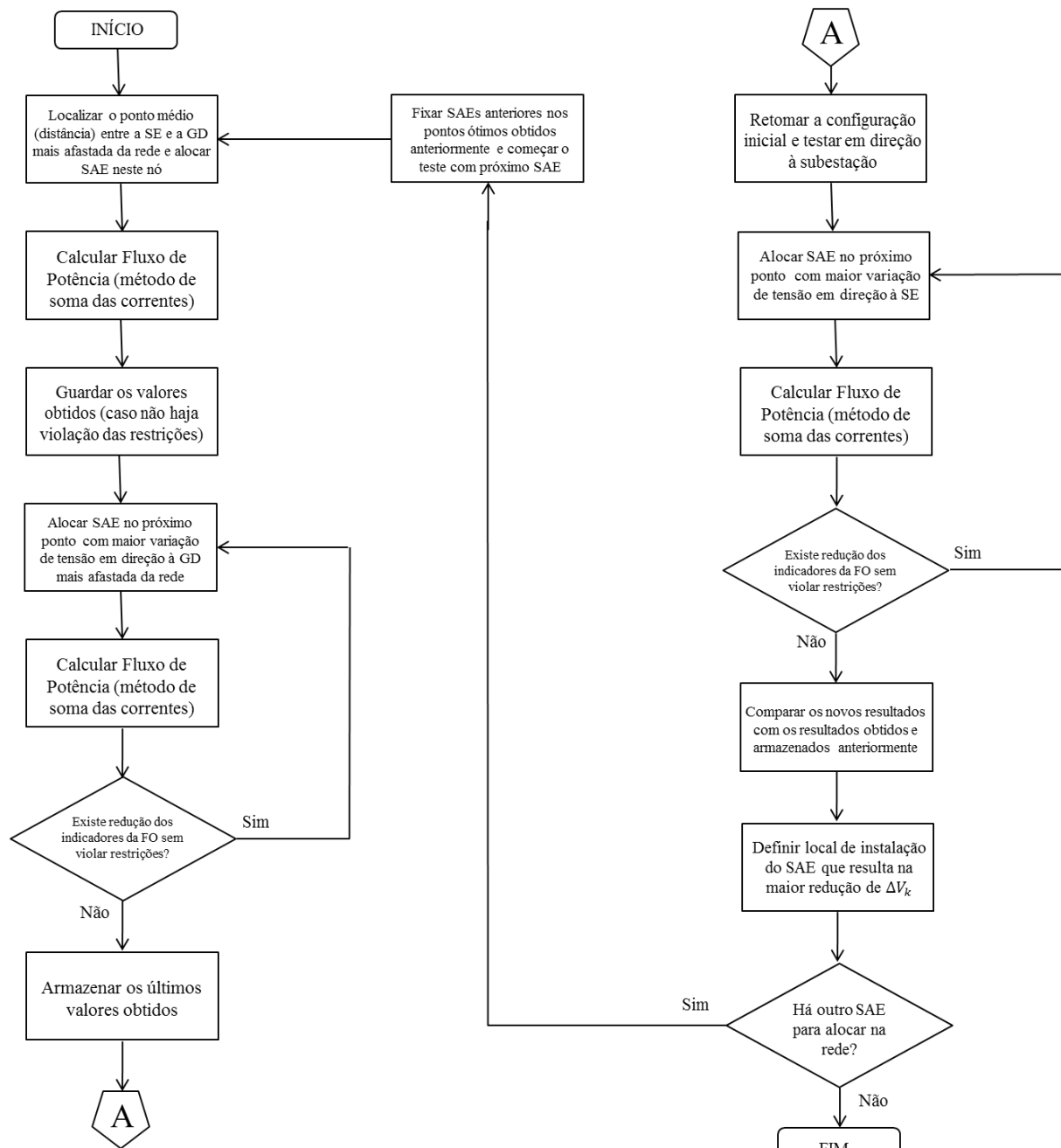
Independente do número de GDs presentes na rede, o ponto médio para iniciar a metodologia será sempre o nó equidistante entre a subestação (que está sendo analisada) e a GD mais afastada da mesma.

Em relação a quantidade dos bancos de baterias, quando houver mais de um sistema para alocar na rede, deve-se encontrar a solução ótima para um SAE, fixá-lo nesta posição e recommençar o método com o próximo banco de baterias até encontrar a nova solução conjunta e assim sucessivamente para “n” sistemas de armazenamento.

É importante ressaltar, que a complexidade da metodologia está diretamente relacionada ao número de possibilidades decorrentes da presença de múltiplas GDs e também de múltiplas possibilidades de armazenamento de energia.

A Figura 4 ilustra o fluxograma contendo as etapas da metodologia na busca pela solução do problema de alocação, baseada no método utilizado por Pfitscher *et al.* (2013).

Figura 4 – Fluxograma das etapas do método de reconfiguração. Fonte: Autor



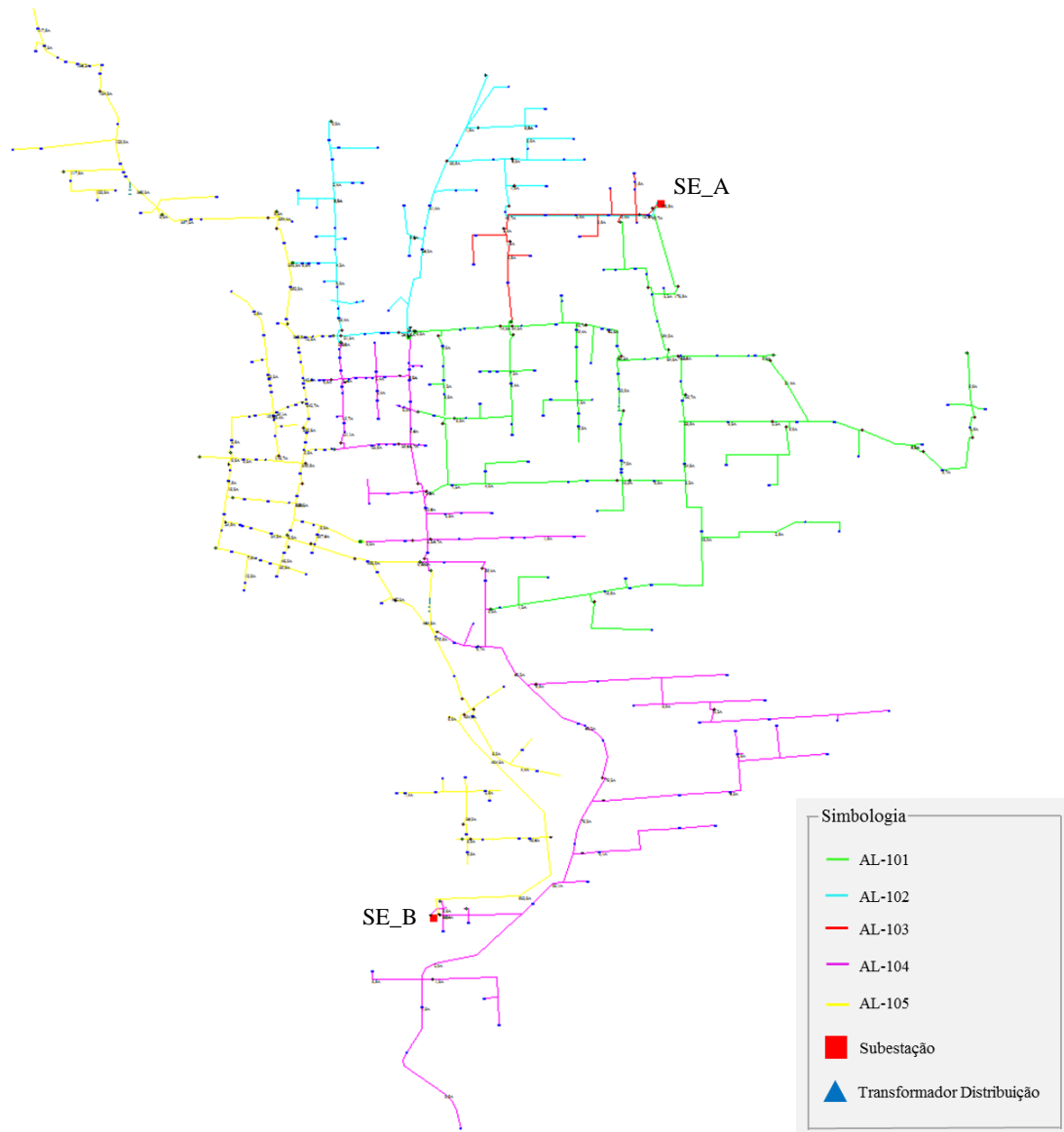
Na próxima seção serão apresentados os resultados obtidos com a aplicação dessa metodologia.

4 RESULTADOS

A fim de verificar a eficácia da metodologia para a análise da locação de SAE em redes com geração distribuída, foram realizados testes em um sistema real de uma

concessionária de energia elétrica do Estado do Rio Grande do Sul (RS), conforme Figura 5, por meio do *software* ASD – Análise de Sistemas de Distribuição (BERNARDON, 2004).

Figura 5 – Sistema real utilizado nas simulações



O sistema de distribuição utilizado para simulação é alimentado a partir de duas subestações (SE_A) e (SE_B) com tensão de 69/13,8 kV, possuindo cinco alimentadores denominados e identificados como: AL-101 (verde), AL-102 (azul), AL-103 (vermelho), conectados a partir de SE_A, e AL-104 (rosa) e AL-105 (amarelo), conectados a partir da SE_B.

Para a realização dos testes, foi escolhido o circuito do AL-105, representado no Apêndice A, por possuir a maior demanda entre todos os alimentadores. Foram analisados

neste trabalho dois patamares: o primeiro, Patamar 1, considerando a rede no estado de sobretensão, representando o período das 00h00min às 07h00min, e o segundo, Patamar 2, considerando a rede no estado de subtensão, representando o período das 13h00min às 18h00min. Em ambos os patamares as GDs representam Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) conectadas à rede.

As variações das potências dos bancos de baterias e das gerações distribuídas, bem como seus pontos de alocação são mostradas nas tabelas de cada cenário nas subseções a seguir.

4.1 Aplicação da metodologia

A metodologia de aplicação da busca heurística foi dividida em duas etapas. Na primeira etapa, denominada Patamar 1, as GDs alocadas na rede causam sobretensão em determinados pontos do sistema e busca-se então o ponto de alocação ótimo do banco de baterias, atuando como carga, a fim de encontrar a minimização do somatório de variação de tensão nos pontos analisados. Nesse trabalho, são considerados como pontos de análise os locais onde há transformadores (TRs) de distribuição.

Posteriormente, na segunda etapa, denominada Patamar 2, mesmo com a inserção das GDs, há vários pontos de subtensões no sistema, decorrentes do aumento significativo de carga na rede. Faz-se então, também com objetivo de minimizar as variações de tensão nestes pontos, a mesma varredura no sistema, porém utilizando o banco de baterias como fonte de inserção de potência na rede. Todos os testes realizados possuem o valor de referência de tensão como 13,8 kV.

Ressalta-se que serão apresentados nas tabelas dos resultados apenas os pontos relevantes da rede para cada cenário, possuindo o alimentador outros pontos de cargas não mencionados pelo fato de não sofrerem influência direta da metodologia. Os valores de potência das GDs e dos SAEs são relativamente altos e hipotéticos para que a metodologia possa ser demonstrada com o *software* utilizado. Da mesma forma, no caso das GDs, foi simulada apenas a injeção de potência reativa na rede elétrica.

4.1.1 Patamar 1

O Patamar 1, das 00h00min às 07h00min, foi simulado em três cenários distintos, sendo eles o Cenário 1, utilizando-se uma GD = 8000 kvar e um banco de baterias com

potência de 1500 kW; o Cenário 2, utilizando-se duas GD = 4000 kvar cada e um banco de baterias com potência de 1500 kW. E, por fim, o Cenário 3, utilizando-se três GD = 3000 kvar cada e dois bancos de baterias com potência de 750 kW cada.

Em todos os cenários deste patamar, o sistema de armazenamento de energia funciona como carga, considerando o estágio de carregamento dos bancos de baterias, com objetivo de diminuir as sobretensões do sistema e, por consequência, minimizar os valores de variação de tensão da rede.

Cenário 1

Na avaliação da rede de distribuição conforme Cenário 1, a primeira configuração executada parte da rede em estado normal, ou seja, com a presença da GD = 8000 kvar no Nó TR-357 e sem a presença do banco de baterias, conforme Tabela 2.

Tabela 2 – Resultados do Cenário 1 em estado inicial

Nó #	Tensão (p.u.) #	ΔV_k #	N° Consumidores #	Carga		Geração	
				P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
TR-337	1,05	0,05	25	15,00	9,00	-	-
TR-338	1,05	0,05	50	27,00	16,20	-	-
TR-339	1,05	0,05	25	15,00	9,00	-	-
TR-340	1,05	0,05	100	45,00	27,00	-	-
TR-341	1,05	0,05	100	45,00	27,00	-	-
TR-342	1,05	0,05	100	45,00	27,00	-	-
TR-343	1,05	0,05	50	27,00	16,20	-	-
TR-344	1,06	0,06	25	15,00	9,00	-	-
TR-345	1,05	0,05	25	15,00	9,00	-	-
TR-346	1,05	0,05	25	15,00	9,00	-	-
TR-347	1,06	0,06	25	15,00	9,00	-	-
TR-348	1,06	0,06	25	15,00	9,00	-	-
TR-349	1,06	0,06	25	15,00	9,00	-	-
TR-350	1,06	0,06	50	27,00	16,20	-	-
TR-351	1,06	0,06	100	45,00	27,00	-	-
TR-352	1,07	0,07	150	67,50	40,50	-	-
TR-353	1,07	0,07	100	45,00	27,00	-	-
TR-354	1,07	0,07	50	27,00	16,20	-	-
TR-355	1,07	0,07	100	45,00	27,00	-	-
TR-356	1,07	0,07	25	15,00	9,00	-	-
TR-357	1,07	0,07	100	45,00	27,00	-	-8000,00
$\sum \Delta V_k$		1,23					

Os valores contidos nas colunas “N° Consumidores” e “Carga” servem para caracterizar os nós da rede, com objetivo de mostrar o número de consumidores e de carregamento envolvidos nos testes. Os nós apresentados na Tabela 2 remetem aos principais nós que sofrem influência com a presença de geração distribuída e de banco de baterias. Percebe-se que vários nós estão operando em condições de sobretensão ultrapassando o valor máximo de 1,05 p.u determinado pela ANEEL.

Após a aplicação da metodologia, e considerando-se o valor do SAE de 1500 kW, obtém-se como resultado a Tabela 3, onde mostra-se que, para que haja a minimização da variação de tensão na rede, o sistema de armazenamento de energia deve ser alocado no ponto mais próximo da maior sobretensão, neste caso no nó TR-357.

Tabela 3 – Resultados do Cenário 1 após a aplicação da metodologia

Nó #	Tensão (p.u.) #	ΔV_k #	N° Consumidores #	Carga		Geração	
				P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
TR-337	1,04	0,04	25	15,00	9,00	-	-
TR-338	1,04	0,04	50	27,00	16,20	-	-
TR-339	1,04	0,04	25	15,00	9,00	-	-
TR-340	1,04	0,04	100	45,00	27,00	-	-
TR-341	1,04	0,04	100	45,00	27,00	-	-
TR-342	1,04	0,04	100	45,00	27,00	-	-
TR-343	1,04	0,04	50	27,00	16,20	-	-
TR-344	1,04	0,04	25	15,00	9,00	-	-
TR-345	1,04	0,04	25	15,00	9,00	-	-
TR-346	1,04	0,04	25	15,00	9,00	-	-
TR-347	1,04	0,04	25	15,00	9,00	-	-
TR-348	1,04	0,04	25	15,00	9,00	-	-
TR-349	1,04	0,04	25	15,00	9,00	-	-
TR-350	1,04	0,04	50	27,00	16,20	-	-
TR-351	1,04	0,04	100	45,00	27,00	-	-
TR-352	1,05	0,05	150	67,50	40,50	-	-
TR-353	1,05	0,05	100	45,00	27,00	-	-
TR-354	1,05	0,05	50	27,00	16,20	-	-
TR-355	1,05	0,05	100	45,00	27,00	-	-
TR-356	1,05	0,05	25	15,00	9,00	-	-
TR-357	1,05	0,05	100	1545,00	27,00	-	-8000,00
$\sum \Delta V_k$		0,90					
Posição do SAE	TR-357						

A partir da Tabela 3 observa-se que os indicadores de tensão foram melhorados, comparados ao estado inicial da rede, tornando-se admissíveis pelos valores determinados

pela ANEEL. O valor do somatório de variação de tensão sofreu uma redução de 1,23 p.u para 0,90 p.u nos pontos analisados.

Cenário 2

Da mesma forma que o cenário anterior, os primeiros resultados são obtidos através da simulação da configuração inicial da rede, que no caso do Cenário 2, considera-se duas GD = 4000 kvar, uma situada no nó TR-342 e outra no TR-357 e sem a presença do SAE, conforme Tabela 4.

Tabela 4 - Resultados do Cenário 2 em estado inicial

Nó #	Tensão (p.u.) #	ΔV_k #	N° Consumidores #	Carga		Geração	
				P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
TR-337	1,06	0,06	25	15,00	9,00	-	-
TR-338	1,05	0,05	50	27,00	16,20	-	-
TR-339	1,05	0,05	25	15,00	9,00	-	-
TR-340	1,05	0,05	100	45,00	27,00	-	-
TR-341	1,06	0,06	100	45,00	27,00	-	-
TR-342	1,06	0,06	100	45,00	27,00	-	-4000,00
TR-343	1,05	0,05	50	27,00	16,20	-	-
TR-344	1,06	0,06	25	15,00	9,00	-	-
TR-345	1,05	0,05	25	15,00	9,00	-	-
TR-346	1,05	0,05	25	15,00	9,00	-	-
TR-347	1,06	0,06	25	15,00	9,00	-	-
TR-348	1,06	0,06	25	15,00	9,00	-	-
TR-349	1,06	0,06	25	15,00	9,00	-	-
TR-350	1,06	0,06	50	27,00	16,20	-	-
TR-351	1,06	0,06	100	45,00	27,00	-	-
TR-352	1,06	0,06	150	67,50	40,50	-	-
TR-353	1,06	0,06	100	45,00	27,00	-	-
TR-354	1,06	0,06	50	27,00	16,20	-	-
TR-355	1,06	0,06	100	45,00	27,00	-	-
TR-356	1,06	0,06	25	15,00	9,00	-	-
TR-357	1,06	0,06	100	45,00	27,00	-	-4000,00
$\Sigma \Delta V_k$		1,20					

Aplicando-se a metodologia proposta, com a potência do SAE igual a 1500 kW, obtém-se como resultado que o SAE deve ser alocado no ponto mais próximo da GD que fica mais afastada das cargas e que, por consequência, possui valores maiores de tensão nas proximidades, que nesse caso é no nó TR-357, conforme demonstra a Tabela 5.

Tabela 5 - Resultados do Cenário 2 após a aplicação da metodologia

Nó #	Tensão (p.u.) #	ΔV_k #	N° Consumidores #	Carga		Geração	
				P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
TR-337	1,04	0,04	25	15,00	9,00	-	-
TR-338	1,04	0,04	50	27,00	16,20	-	-
TR-339	1,04	0,04	25	15,00	9,00	-	-
TR-340	1,04	0,04	100	45,00	27,00	-	-
TR-341	1,04	0,04	100	45,00	27,00	-	-
TR-342	1,04	0,04	100	45,00	27,00	-	-4000,00
TR-343	1,04	0,04	50	27,00	16,20	-	-
TR-344	1,04	0,04	25	15,00	9,00	-	-
TR-345	1,04	0,04	25	15,00	9,00	-	-
TR-346	1,04	0,04	25	15,00	9,00	-	-
TR-347	1,04	0,04	25	15,00	9,00	-	-
TR-348	1,04	0,04	25	15,00	9,00	-	-
TR-349	1,04	0,04	25	15,00	9,00	-	-
TR-350	1,04	0,04	50	27,00	16,20	-	-
TR-351	1,04	0,04	100	45,00	27,00	-	-
TR-352	1,04	0,04	150	67,50	40,50	-	-
TR-353	1,04	0,04	100	45,00	27,00	-	-
TR-354	1,04	0,04	50	27,00	16,20	-	-
TR-355	1,04	0,04	100	45,00	27,00	-	-
TR-356	1,04	0,04	25	15,00	9,00	-	-
TR-357	1,04	0,04	100	1545,00	27,00	-	-4000,00
$\sum \Delta V_k$		0,84					
Posição do SAE	TR-357						

Do mesmo modo que no cenário anterior, nota-se que os indicadores melhoraram quando comparados ao estado inicial da rede. O resultado do somatório das variações de tensão foi uma redução de 1,20 p.u para 0,84 p.u.

Cenário 3

Para verificar a eficácia do método quando é utilizado mais de um banco de baterias, considerou-se o Cenário 3 com configuração inicial contendo três GD = 3000 kvar cada, situadas nos nós TR-340, TR-342, TR-357, e sem sistema de armazenamento de energia, conforme Tabela 6.

Tabela 6 - Resultados do Cenário 3 em estado inicial

Nó #	Tensão (p.u.) #	ΔV_k #	N° Consumidores #	Carga		Geração	
				P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
TR-337	1,07	0,07	25	15,00	9,00	-	-

Nó	Tensão (p.u.)	ΔV_k	N° Consumidores	Carga		Geração	
				P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
#	#	#	#				
TR-338	1,06	0,06	50	27,00	16,20	-	-
TR-339	1,06	0,06	25	15,00	9,00	-	-
TR-340	1,07	0,07	100	45,00	27,00	-	-3000,00
TR-341	1,07	0,07	100	45,00	27,00	-	-
TR-342	1,07	0,07	100	45,00	27,00	-	-3000,00
TR-343	1,06	0,06	50	27,00	16,20	-	-
TR-344	1,07	0,07	25	15,00	9,00	-	-
TR-345	1,07	0,07	25	15,00	9,00	-	-
TR-346	1,07	0,07	25	15,00	9,00	-	-
TR-347	1,07	0,07	25	15,00	9,00	-	-
TR-348	1,07	0,07	25	15,00	9,00	-	-
TR-349	1,07	0,07	25	15,00	9,00	-	-
TR-350	1,07	0,07	50	27,00	16,20	-	-
TR-351	1,07	0,07	100	45,00	27,00	-	-
TR-352	1,07	0,07	150	67,50	40,50	-	-
TR-353	1,07	0,07	100	45,00	27,00	-	-
TR-354	1,07	0,07	50	27,00	16,20	-	-
TR-355	1,07	0,07	100	45,00	27,00	-	-
TR-356	1,07	0,07	25	15,00	9,00	-	-
TR-357	1,07	0,07	100	45,00	27,00	-	-3000,00
$\Sigma \Delta V_k$		1,44					

Aplicando-se a metodologia proposta, com dois bancos de baterias com potência iguais a 750 kW cada, obtém-se o ponto ótimo para o primeiro SAE, no nó TR-343. Fixa-se o mesmo neste ponto e recomeça-se o método com o segundo banco, obtendo-se o nó TR-357 como solução ótima, conforme Tabela 7.

Tabela 7 - Resultados do Cenário 3 após a aplicação da metodologia

Nó	Tensão (p.u.)	ΔV_k	N° Consumidores	Carga		Geração	
				P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
#	#	#	#				
TR-337	1,05	0,05	25	15,00	9,00	-	-
TR-338	1,05	0,05	50	27,00	16,20	-	-
TR-339	1,05	0,05	25	15,00	9,00	-	-
TR-340	1,05	0,05	100	45,00	27,00	-	-3000,00
TR-341	1,05	0,05	100	45,00	27,00	-	-
TR-342	1,05	0,05	100	45,00	27,00	-	-3000,00
TR-343	1,05	0,05	50	777,00	16,20	-	-
TR-344	1,05	0,05	25	15,00	9,00	-	-
TR-345	1,05	0,05	25	15,00	9,00	-	-
TR-346	1,05	0,05	25	15,00	9,00	-	-
TR-347	1,05	0,05	25	15,00	9,00	-	-
TR-348	1,05	0,05	25	15,00	9,00	-	-

Nó	Tensão (p.u.)	ΔV_k	N° Consumidores	Carga		Geração	
				P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
#	#	#	#				
TR-349	1,05	0,05	25	15,00	9,00	-	-
TR-350	1,05	0,05	50	27,00	16,20	-	-
TR-351	1,05	0,05	100	45,00	27,00	-	-
TR-352	1,05	0,05	150	67,50	40,50	-	-
TR-353	1,05	0,05	100	45,00	27,00	-	-
TR-354	1,05	0,05	50	27,00	16,20	-	-
TR-355	1,05	0,05	100	45,00	27,00	-	-
TR-356	1,05	0,05	25	15,00	9,00	-	-
TR-357	1,05	0,05	100	795,00	27,00	-	-3000,00
$\sum \Delta V_k$		1,05					
Posição do SAE 1	TR-343						
Posição do SAE 2	TR-357						

Observando-se os dados obtidos, percebe-se que a metodologia, mesmo que para mais de um sistema de armazenamento de energia, também faz com que haja uma redução na tensão dos nós analisados e, conseqüentemente, uma minimização em relação a variação de tensão na rede quando comparados ao estado inicial da mesma, cumprindo com o objetivo do teste. O somatório da variação de tensão obteve um decréscimo de 1,44 p.u para 1,05 p.u. A posição dos SAEs e das GDs são ilustradas no Apêndice B.

4.1.2 Patamar 2

O Patamar 2, das 13h00min às 18h00min, foi simulado em dois cenários distintos, sendo o Cenário 4 equivalente ao Cenário 1 (em relação à posição e potência da GD, quantidade e potência do SAE), e o Cenário 5 equivalente ao Cenário 3 (em relação às posições e potências das GDs, quantidades e potências dos SAEs). A diferença dá-se pelo fato de que neste patamar foi considerado um aumento significativo nos níveis de carga do circuito, havendo subtensões na rede. Os bancos de baterias foram utilizados como pontos de injeção de energia.

Cenário 4

Na avaliação da rede de distribuição conforme Cenário 4, a primeira configuração simulada parte da rede em estado normal, ou seja, com a presença da GD = 8000 kvar no nó TR-357 e sem a presença do banco de baterias, conforme Tabela 8.

Tabela 8 - Resultados do Cenário 4 em estado inicial

Nó	Tensão (p.u.)	ΔV_k	Nº Consumidores	Carga		Geração	
				P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
#	#	#	#				
TR-278	0,97	-0,03	100	150,00	90,00	-	-
TR-280	0,97	-0,03	25	50,00	30,00	-	-
TR-281	0,97	-0,03	100	150,00	90,00	-	-
TR-282	0,97	-0,03	25	50,00	30,00	-	-
TR-283	0,97	-0,03	50	90,00	54,00	-	-
TR-287	0,97	-0,03	25	50,00	30,00	-	-
TR-288	0,96	-0,04	25	50,00	30,00	-	-
TR-289	0,97	-0,03	150	225,00	135,00	-	-
TR-290	0,97	-0,03	50	90,00	54,00	-	-
TR-291	0,97	-0,03	25	50,00	30,00	-	-
TR-293	0,97	-0,03	100	150,00	90,00	-	-
TR-294	0,97	-0,03	100	150,00	90,00	-	-
TR-309	0,97	-0,03	25	50,00	30,00	-	-
TR-310	0,97	-0,03	25	50,00	30,00	-	-
TR-311	0,97	-0,03	25	50,00	30,00	-	-
TR-312	0,97	-0,03	150	225,00	135,00	-	-
TR-313	0,97	-0,03	150	225,00	135,00	-	-
TR-314	0,96	-0,04	25	50,00	30,00	-	-
TR-315	0,97	-0,03	50	90,00	54,00	-	-
TR-316	0,96	-0,04	100	150,00	90,00	-	-
TR-317	0,96	-0,04	25	50,00	30,00	-	-
TR-318	0,96	-0,04	50	90,00	54,00	-	-
TR-319	0,96	-0,04	25	50,00	30,00	-	-
TR-320	0,96	-0,04	50	90,00	54,00	-	-
TR-321	0,96	-0,04	150	225,00	135,00	-	-
TR-322	0,96	-0,04	150	225,00	135,00	-	-
TR-323	0,97	-0,03	25	50,00	30,00	-	-
TR-324	0,96	-0,04	100	150,00	90,00	-	-
TR-325	0,96	-0,04	25	50,00	30,00	-	-
TR-326	0,96	-0,04	25	50,00	30,00	-	-
TR-327	0,96	-0,04	25	50,00	30,00	-	-
TR-328	0,96	-0,04	150	225,00	135,00	-	-
TR-357	1,00	0,00	100	150,00	90,00	-	-8000,00
$\sum \Delta V_k$		-1,10					

Nota-se na Tabela 8 que houve um aumento considerável nos valores de potências das cargas do sistema, e que os pontos a serem analisados tornam-se diferentes dos pontos analisados no Cenário 1, pelo fato de que a metodologia busca neste patamar minimizar o somatório das variações de tensão corrigindo as subtensões do sistema. O sinal negativo no resultado do somatório representa que o sistema está operando com tensões abaixo da tensão de referência.

Após a aplicação do método, e considerando o banco de baterias com uma potência de geração de 1500 kW, obtém-se os resultados da Tabela 9.

Tabela 9 - Resultados do Cenário 4 após a aplicação da metodologia

Nó	Tensão (p.u.)	ΔV_k	N° Consumidores	Carga		Geração	
				P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
#	#	#	#				
TR-278	0,98	-0,02	100	150,00	90,00	-	-
TR-280	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-281	0,98	-0,02	100	150,00	90,00	-	-
TR-282	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-283	0,98	-0,02	50	90,00	54,00	-	-
TR-287	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-288	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-289	0,98	-0,02	150	225,00	135,00	-	-
TR-290	0,98	-0,02	50	90,00	54,00	-	-
TR-291	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-293	0,98	-0,02	100	150,00	90,00	-	-
TR-294	0,98	-0,02	100	150,00	90,00	-	-
TR-309	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-310	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-311	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-312	0,98	-0,02	150	225,00	135,00	-	-
TR-313	0,98	-0,02	150	225,00	135,00	-	-
TR-314	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-315	0,98	-0,02	50	90,00	54,00	-	-
TR-316	0,98	-0,02	100	150,00	90,00	-1500,00	-
TR-317	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-318	0,98	-0,02	50	90,00	54,00	-	-
TR-319	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-320	0,98	-0,02	50	90,00	54,00	-	-
TR-321	0,98	-0,02	150	225,00	135,00	-	-
TR-322	0,98	-0,02	150	225,00	135,00	-	-
TR-323	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-324	0,98	-0,02	100	150,00	90,00	-	-
TR-325	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-326	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-327	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-328	0,98	-0,02	150	225,00	135,00	-	-
TR-357	0,98	-0,02	100	150,00	90,00	-	-8000,00
$\sum \Delta V_k$		-0,66					
Posição do SAE	TR-316						

Percebe-se que a solução para este cenário resulta na instalação do banco de baterias no nó TR-316, mostrando que a solução difere da obtida no Cenário 1, quando o SAE foi utilizado para corrigir sobretensões na rede.

O somatório das variações de tensão leva uma redução de -1,10 p.u para -0,66 p.u nos nós em análise.

Cenário 5

Com mesmo objetivo do Cenário 3, de verificar a eficácia do método quando é utilizado mais de um banco de baterias, agora funcionando como fonte, considerou-se o Cenário 5, com configuração inicial contendo três GD = 3000 kvar cada, situadas nos nós TR-340, TR-342, TR-357 e sem sistema de armazenamento de energia, conforme Tabela 10.

Tabela 10 - Resultados do Cenário 5 em estado inicial

Nó #	Tensão (p.u.) #	ΔV_k #	N° Consumidores #	Carga		Geração	
				P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
TR-278	0,98	-0,02	100	150,00	90,00	-	-
TR-280	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-281	0,98	-0,02	100	150,00	90,00	-	-
TR-282	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-283	0,98	-0,02	50	90,00	54,00	-	-
TR-287	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-288	0,97	-0,03	25	50,00	30,00	-	-
TR-289	0,97	-0,03	150	225,00	135,00	-	-
TR-290	0,98	-0,02	50	90,00	54,00	-	-
TR-291	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-293	0,98	-0,02	100	150,00	90,00	-	-
TR-294	0,98	-0,02	100	150,00	90,00	-	-
TR-309	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-310	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-311	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-312	0,97	-0,03	150	225,00	135,00	-	-
TR-313	0,97	-0,03	150	225,00	135,00	-	-
TR-314	0,97	-0,03	25	50,00	30,00	-	-
TR-315	0,97	-0,03	50	90,00	54,00	-	-
TR-316	0,97	-0,03	100	150,00	90,00	-	-
TR-317	0,97	-0,03	25	50,00	30,00	-	-
TR-318	0,97	-0,03	50	90,00	54,00	-	-
TR-319	0,97	-0,03	25	50,00	30,00	-	-
TR-320	0,97	-0,03	50	90,00	54,00	-	-
TR-321	0,97	-0,03	150	225,00	135,00	-	-

Nó	Tensão (p.u.)	ΔV_k	N° Consumidores	Carga		Geração	
				P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
#	#	#	#				
TR-322	0,97	-0,03	150	225,00	135,00	-	-
TR-323	0,97	-0,03	25	50,00	30,00	-	-
TR-324	0,97	-0,03	100	150,00	90,00	-	-
TR-325	0,97	-0,03	25	50,00	30,00	-	-
TR-326	0,97	-0,03	25	50,00	30,00	-	-
TR-327	0,97	-0,03	25	50,00	30,00	-	-
TR-328	0,97	-0,03	150	225,00	135,00	-	-
TR-340	1,00	0,00	100	150,00	90,00	-	-3000,00
TR-342	1,00	0,00	100	150,00	90,00	-	-3000,00
TR-357	1,00	0,00	100	150,00	90,00	-	-3000,00
$\Sigma \Delta V_k$		-0,83					

Executando-se a metodologia proposta, com dois bancos de baterias com potência iguais a 750 kW cada, em estágio de descarga, obtém-se o ponto ótimo para o primeiro SAE, no nó TR-283. Fixa-se o mesmo neste ponto, e recomeça-se o método com o segundo banco, obtendo-se o nó TR-316 como solução ótima, conforme Tabela 11.

Tabela 11 - Resultados do Cenário 5 após a aplicação da metodologia

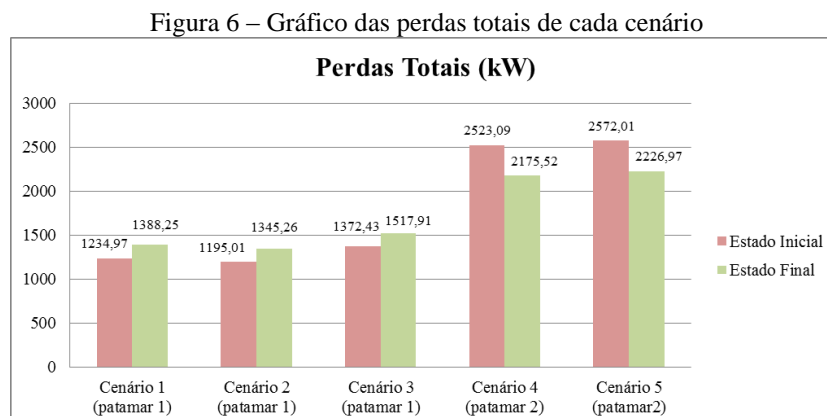
Nó	Tensão (p.u.)	ΔV_k	N° Consumidores	Carga		Geração	
				P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
#	#	#	#				
TR-278	0,99	-0,01	100	150,00	90,00	-	-
TR-280	0,99	-0,01	25	50,00	30,00	-	-
TR-281	0,99	-0,01	100	150,00	90,00	-	-
TR-282	0,99	-0,01	25	50,00	30,00	-	-
TR-283	0,99	-0,01	50	90,00	54,00	-750,00	-
TR-287	0,99	-0,01	25	50,00	30,00	-	-
TR-288	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-289	0,98	-0,02	150	225,00	135,00	-	-
TR-290	0,99	-0,01	50	90,00	54,00	-	-
TR-291	0,99	-0,01	25	50,00	30,00	-	-
TR-293	0,99	-0,01	100	150,00	90,00	-	-
TR-294	0,99	-0,01	100	150,00	90,00	-	-
TR-309	0,99	-0,01	25	50,00	30,00	-	-
TR-310	0,99	-0,01	25	50,00	30,00	-	-
TR-311	0,99	-0,01	25	50,00	30,00	-	-
TR-312	0,98	-0,02	150	225,00	135,00	-	-
TR-313	0,98	-0,02	150	225,00	135,00	-	-
TR-314	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-315	0,98	-0,02	50	90,00	54,00	-	-
TR-316	0,98	-0,02	100	150,00	90,00	-750,00	-
TR-317	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-318	0,98	-0,02	50	90,00	54,00	-	-

Nó	Tensão (p.u.)	ΔV_k	N° Consumidores	Carga		Geração	
				P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
#	#	#	#				
TR-319	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-320	0,98	-0,02	50	90,00	54,00	-	-
TR-321	0,98	-0,02	150	225,00	135,00	-	-
TR-322	0,98	-0,02	150	225,00	135,00	-	-
TR-323	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-324	0,98	-0,02	100	150,00	90,00	-	-
TR-325	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-326	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-327	0,98	-0,02	25	50,00	30,00	-	-
TR-328	0,98	-0,02	150	225,00	135,00	-	-
TR-340	1,01	0,01	100	150,00	90,00	-	-3000,00
TR-342	1,01	0,01	100	150,00	90,00	-	-3000,00
TR-357	1,01	0,01	100	150,00	90,00	-	-3000,00
$\sum \Delta V_k$		-0,48					
Posição do SAE 1	TR-283						
Posição do SAE 2	TR-316						

Observando-se os resultados obtidos, percebe-se que a aplicação da metodologia de alocação, para mais de um sistema de armazenamento de energia (em estágio de descarga), também resulta em uma redução na variação de tensão dos nós da rede quando comparados ao estado inicial da mesma.

O somatório das variações de tensão levou a um decréscimo de -0,83 p.u para -0,48 p.u nos nós analisados. Da mesma forma que no cenário anterior, a solução ótima para os cenários equivalentes dos dois patamares diferem a partir do momento em que muda-se o estágio de análise da bateria e do perfil de carga da rede. A posição dos SAEs e das GDs são ilustradas no Apêndice C.

Os resultados das perdas de energia totais (considerando toda a rede) de cada cenário, obtidos dos testes das configurações iniciais e finais são ilustradas na Figura 6.



Percebe-se um aumento na perda total de energia do sistema na configuração final em relação à configuração inicial, nos Cenários 1, 2 e 3, quando os bancos de baterias comportam-se como carga, advindo da correção de sobretensão causada pela presença dos mesmos na rede.

Nos Cenários 4 e 5, quando os sistemas de armazenamento de energia são analisados no estágio de descarga, há um decréscimo nos valores de perdas de energia de 13,7% e 13,4%, respectivamente. Estes resultados devem-se ao fato de que o fornecimento de energia está mais próximo das cargas, fazendo com que haja redução nas perdas de energia, aumentando consequentemente a eficiência global do sistema.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma metodologia para o problema de locação de sistemas de armazenamento de energia para minimizar a variação de tensão nas redes de distribuição com geração distribuída, considerando a inserção de bancos de baterias no sistema. O problema de alocação foi solucionado utilizando uma metodologia baseada na técnica de busca heurística denominada *Branch Exchange*, a qual mostrou-se simples e possibilitou flexibilidade quanto à quantidade, potência e posição das gerações distribuídas, bem como dos sistemas de armazenamento de energia, conforme demonstrado nas etapas de locação dos SAEs. Os resultados obtidos através dessa metodologia comprovam que é possível encontrar soluções ótimas para a alocação dos SAEs, sem que haja a necessidade de testar a instalação dos mesmos em todos os nós possíveis do sistema, diminuindo assim, o tempo de tomada de decisão. A função objetivo, que corresponde a minimização do somatório da variação de tensão nos nós da rede ($\sum \Delta V_k$), possibilitou a análise das melhores soluções encontradas para a metodologia empregada de operação da rede elétrica em questão.

Pode-se afirmar que as soluções propostas constituem uma resposta efetiva para o problema da ocorrência de variação de tensão decorrentes das sobretensões e subtensões do sistema, permitindo assim, que a rede elétrica opere nos limites tecnicamente admissíveis pelo órgão competente. Os dois patamares apresentados demonstram que a solução ótima varia quando muda-se o estado de operação dos bancos de baterias para cenários equivalentes. Nota-se que, quando o método é aplicado considerando os SAEs como uma carga no sistema, as soluções encontram-se em pontos mais próximos de onde ocorrem as maiores sobretensões. De outro modo, quando os SAEs são considerados como uma fonte de geração de energia (descarregamento), as soluções encontram-se mais próximas dos nós onde está

ocorrendo maior subtensão na rede. Somado a isso, os resultados das perdas de energia elétrica também mostraram-se alterados após a instalação destes sistemas na rede elétrica, dando a oportunidade de trabalhos futuros abordarem metodologias de análise e tomada de decisão multicriteriais para ponderar essa grandeza em relação à variação de tensão.

REFERÊNCIAS

BATISTA, Pedro Miguel Pinhanços. **Gestão integrada de microgeração e armazenamento distribuído em redes de distribuição BT**. 2010. 65 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2010.

BERNARDON, D. P. **Desenvolvimento de Algoritmos e Sistema Computacional para Estimação de estados em Redes de Distribuição**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, 2004.

GIANNITRAPANI, A. et al. Optimal allocation of energy storage systems for voltage control in LV distribution networks. **IEEE Transactions On Smart Grid**, [s.l.], p.1-12, 2016. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

GRISALES, Luis F. et al. Optimal Location, Sizing and Operation of Energy Storage in Distribution Systems Using Multi-objective Approach. **IEEE Latin America Transactions**, Colombia, v. 6, n. 15, p.1084-1090, Jun. 2017.

LAKSHMINARAYANA, S. et al. Cooperation and Storage Tradeoffs in Power-Grids under DC Power Flow Constraints and Inefficient Storage. **IEEE PES General Meeting Proceedings 2015**. p.1-5, Jul. 2015.

MELLO, Ana Paula Carboni de. **Reconfiguração de redes de distribuição considerando multivariáveis e geração distribuída**. 2014. 141 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2014.

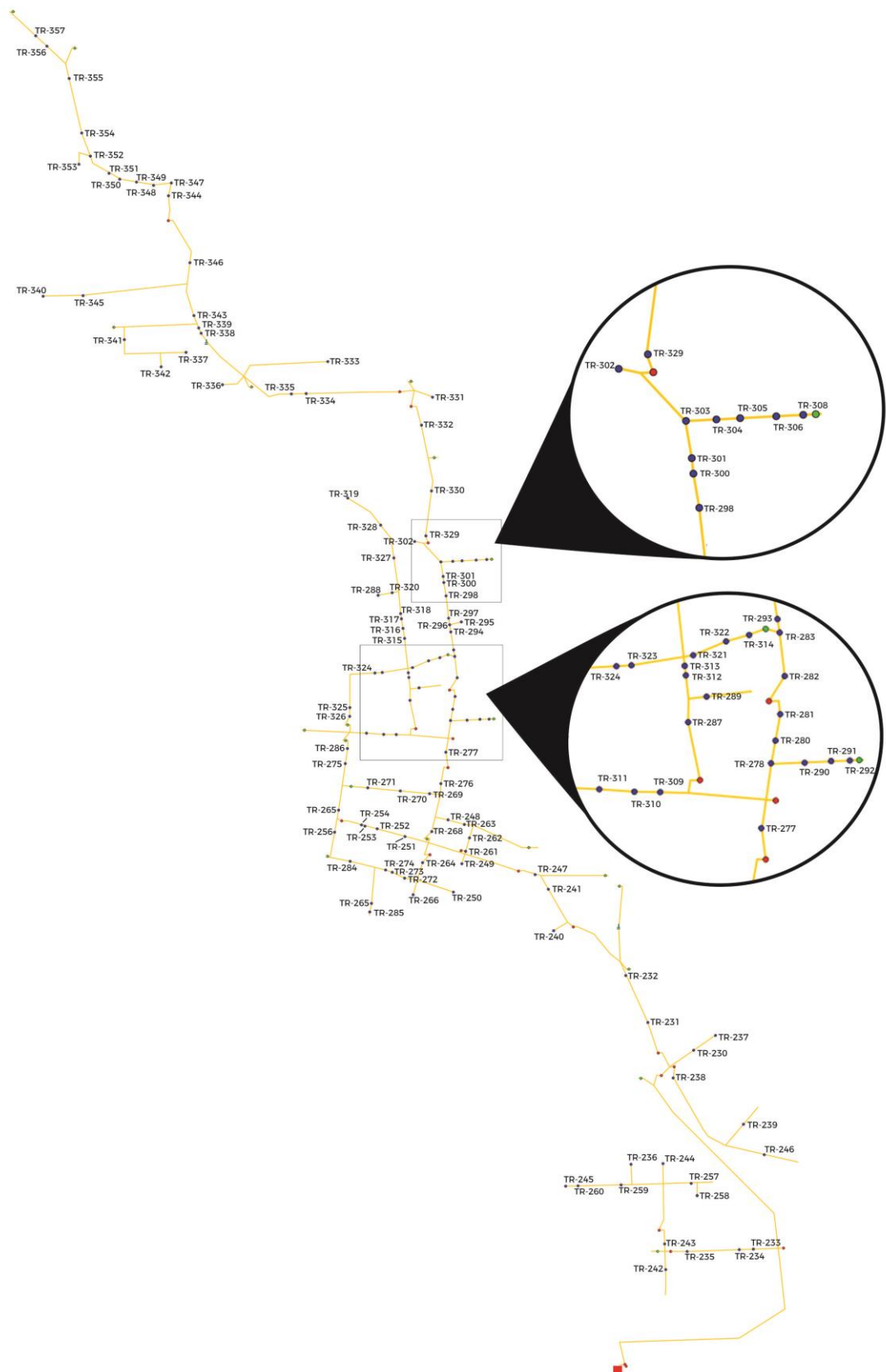
NICK, M. et al. On the optimal placement of distributed storage systems for voltage control in active distribution networks. **2012 3rd IEEE Pes Innovative Smart Grid Technologies Europe**, p.1-6, out. 2012. IEEE.

PFITSCHER, L. L. et al. Intelligent system for automatic reconfiguration of distribution network in real time. **Electric Power Systems Research**, v. 97, p. 84-92, 2013

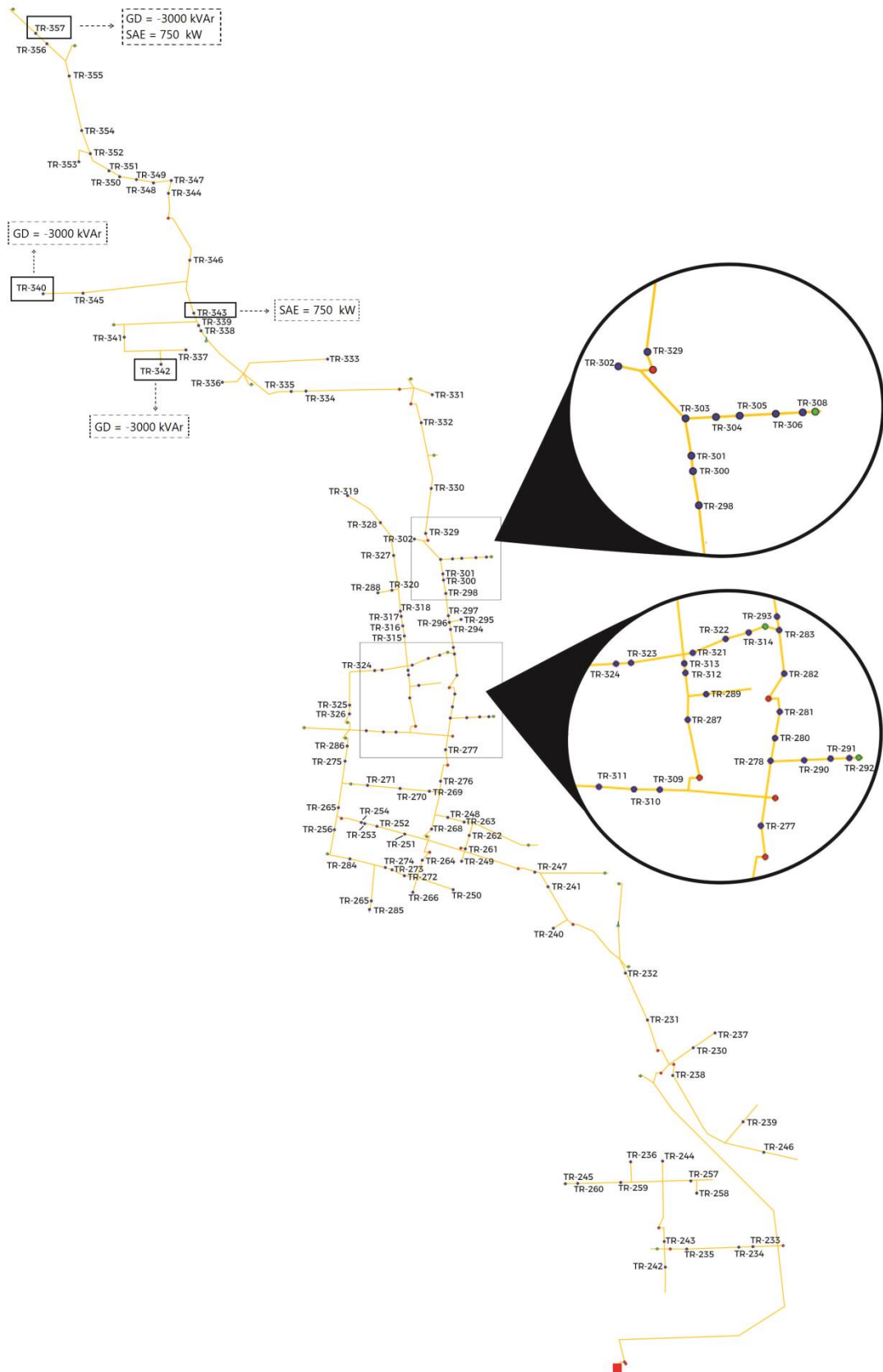
Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – **PRODIST – Módulo 8: Qualidade de Energia**. Brasília, 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo8_Revisao_8/9c78cfab-a7d7-4066-b6ba-cfbda3058d19>. Acesso em: 11 set. 2017.

SILVA, Yáscara Fabrina Fernandes da Costa. **Um modelo para seleção e operação otimizada de sistemas de armazenamento de energia elétrica em redes inteligentes**. 2016. 68 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Energia, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2016.

APÊNDICE A – REPRESENTAÇÃO DO CIRCUITO DO AL-105



APÊNDICE B – REPRESENTAÇÃO DO CENÁRIO 3 APÓS A APLICAÇÃO DA METODOLOGIA



APÊNDICE C – REPRESENTAÇÃO DO CENÁRIO 5 APÓS A APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

