

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

LEONARDO FELIPE NUNES PONTE  
PABLO LOPES MACEDO

ANÁLISE DO IMPACTO DE TECNOLOGIAS DE REDES ELÉTRICAS  
INTELIGENTES NA OPERAÇÃO DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO

CURITIBA

2018

LEONARDO FELIPE NUNES PONTE  
PABLO LOPES MACEDO

ANÁLISE DO IMPACTO DE TECNOLOGIAS DE REDES ELÉTRICAS  
INTELIGENTES NA OPERAÇÃO DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Trabalho de conclusão de curso de graduação em engenharia elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki  
Coorientadora: Enga. Thaís Marzalek Blasi

CURITIBA  
2018

“Ninguém baterá tão forte quanto a vida. Porém, não se trata de quão forte  
você pode bater, se trata de quão forte pode ser atingido e  
continuar seguindo em frente.”

Rocky Balboa

## **AGRADECIMENTOS**

Agradecemos ao nosso orientador Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki pela oportunidade de realização deste trabalho, pelo compromisso com a orientação, pelo companheirismo e bom humor.

Agradecemos à nossa coorientadora e amiga Eng. Thaís Marzalek Blasi pela parceria durante a graduação acadêmica, paciência e suporte em nos orientar nesse trabalho.

Agradecemos ao instituto LACTEC e seus colaboradores pelas contribuições na nossa carreira profissional e na realização deste trabalho. Agradecimento especial às nossas chefes Msc. Géssica Michelle dos Santos Pereira e Msc. Carolina Corrêa Durce pelas instruções e amizade.

Agradecemos nossos amigos, por sempre nos acompanhar durante a jornada. Agradecemos em especial nosso amigo Eng. Alan Naoto Tabata pela excepcional parceria nos momentos de bonança e dificuldades.

Eu Leonardo Felipe Nunes Ponte, agradeço em especial aos meus pais, Tarcísio Ponte e Gilcéli Nunes Ponte, pelo amor, carinho, apoio e incentivo aos estudos durante toda a minha vida.

Eu Leonardo Felipe Nunes Ponte, agradeço à minha amiga e namorada Ana Júlia Nielsen Alves, pelo amor, carinho e paciência nos momentos em que precisei.

Eu Pablo Lopes Macedo, agradeço a minha família pelo total apoio e compreensão mesmo a muitas milhas de distancia. Um agradecimento especial aos meus pais José Ricardo Lopes Godinho e Jacelma Gonçalves de Macedo pelo amor e apoio incondicional em todos os meus estudos.

Eu Pablo Lopes Macedo agradeço as meus amigos, hoje espalhados pelo mundo pela caminhada em conjunto. Agradeço em especial a minha amiga e namorada Ana Cristine Bonato da Cruz pelo apoio e carinho nessa etapa.

## RESUMO

Acerca dos sistemas de distribuição de energia elétrica há um desenvolvimento latente de tecnologias, estudos de operação, novos equipamentos e ferramentas de pesquisa, buscando promover maior eficiência na entrega da energia elétrica através do conceito de redes elétricas inteligentes. Nesse trabalho é apresentado o estudo de um alimentador de distribuição de energia elétrica a partir de duas ferramentas computacionais, OpenDSS e GridLAB-D. Os estudos realizados no alimentador concernem aplicações de redes elétricas inteligentes, tendo as tecnologias de geração distribuída e de sistemas de armazenamento aplicadas em um sistema modelo baseado em um caso real, de forma gradativa. São feitas avaliações caso a caso do impacto das tecnologias, do ponto de vista elétrico, avaliando-se também o comportamento das ferramentas computacionais na promoção da simulação dos incrementos tecnológicos. Cada um dos casos propostos foi modelado nas ferramentas computacionais considerando diferentes níveis de penetração da tecnologia de geração distribuída e de armazenamento de energia. Com as análises foi verificado que as ferramentas atendem as necessidades da simulação de fluxo de potência em alimentadores de distribuição e obtiveram resultados com comportamentos conforme previsto na literatura, possibilitando todas as simulações propostas e evidenciando as vantagens e desvantagens de cada aplicação. O GridLAB-D mostrou-se um programa menos intuitivo no uso, sem uma interface ao usuário, por outro lado mais abrangente à outras aplicações além da simulação elétrica. O OpenDSS, por sua vez, se apresentou com uma ferramenta que opera bem os conceitos bases das tecnologias, além de possuir uma interface prática para auxiliar o usuário nas modelagens e consultas rápidas.

Palavras-chave: OpenDSS. GridLAB-D. Redes Elétricas Inteligentes. Sistema de Distribuição. Fotovoltaico. Bateria.

## ABSTRACT

About power distribution systems there is a latent development of technologies, operating studies, new equipment and research tools seeking to promote greater efficiency in the of quality electrical power delivered to the customers through the ideology of smart grids. This work presents a study of an electric power distribution feeder using two softwares, OpenDSS and GridLAB-D. The studies performed in the feeder concern applications of smart grids, having the technologies applied in a model system based on a real case, in a gradual way. The impact of the technologies is evaluated from the electrical point of view case-by case and the behavior of the computational tools in the simulation of the technological increments is evaluated as well. Each case was modeled on computational tools considering different levels of penetration of distributed generation and energy storage technology. It was verified, by analyzes, that the tools operated satisfactorily, enabling all the proposed simulations and advantages and disadvantages of each application were evidenced. The GridLAB-D has proved to be a less intuitive computational tool, without a user interface, otherwise extensive to applications out of the electric simulation field. The OpenDSS presented itself as tool that works well with baseline concepts of technologies, which has a practical interface to assist the user in rapid modeling and queries.

Key words: OpenDSS. GridLAB-D. Smart Grid. Distribution System. Photovoltaic. Battery.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 – Arquitetura das redes elétricas inteligentes .....	16
FIGURA 2 – Modo de atuação do RT .....	19
FIGURA 3 – Instalação de banco de capacitores na rede de distribuição .....	20
FIGURA 4 – SAEs mundiais em operação até 2016.....	22
FIGURA 5 – Curva típica de uma célula fotovoltaica .....	24
FIGURA 6 – Diagrama unifilar do caso teste de 13 barras .....	34
FIGURA 7 – Fluxograma da etapa 1 da metodologia.....	37
FIGURA 8 – Fluxograma da etapa 2 da metodologia.....	37
FIGURA 9 – Fluxograma da etapa 3 da metodologia.....	38
FIGURA 10 – Fluxograma da etapa 4 da metodologia.....	38
FIGURA 11 – Sistema teste com disposição das instalações de GFVs e SAEs .....	40
FIGURA 12 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 1 (GridLAB-D).....	48
FIGURA 13 – Variação dos taps do RT para o caso 1 (GridLAB-D) .....	50
FIGURA 14 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 2 (GridLAB-D).....	51
FIGURA 15 – Variação dos taps do RT para o caso 2 (GridLAB-D) .....	53
FIGURA 16 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 3 (GridLAB-D).....	54
FIGURA 17 – Variação dos taps do RT para o caso 3 (GridLAB-D) .....	56
FIGURA 18 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 4 (GridLAB-D).....	57
FIGURA 19 – Variação dos taps do RT para o caso 4 (GridLAB-D) .....	58
FIGURA 20 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 5 (GridLAB-D).....	60
FIGURA 21 – Variação dos taps do RT para o caso 5 (GridLAB-D) .....	61
FIGURA 22 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 6 (GridLAB-D).....	62
FIGURA 23 – Variação dos taps do RT para o caso 6 (GridLAB-D) .....	64
FIGURA 24 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 7 (GridLAB-D).....	65
FIGURA 25 – Variação dos taps do RT para o caso 7 (GridLAB-D) .....	67
FIGURA 26 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 1 (OpenDSS).....	68
FIGURA 27 – Variação dos taps do RT para o caso 1 (OpenDSS) .....	69
FIGURA 28 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 2 (OpenDSS).....	70
FIGURA 29 – Variação dos taps do RT para o caso 2 (OpenDSS) .....	72
FIGURA 30 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 3 (OpenDSS).....	73

FIGURA 31 – Variação dos <i>taps</i> do RT para o caso 3 (OpenDSS) .....	74
FIGURA 32 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 4 (OpenDSS).....	75
FIGURA 33 – Variação dos <i>taps</i> do RT para o caso 4 (OpenDSS) .....	77
FIGURA 34 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 5 (OpenDSS).....	78
FIGURA 35 – Variação dos <i>taps</i> do RT para o caso 5 (OpenDSS) .....	80
FIGURA 36 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 6 (OpenDSS).....	81
FIGURA 37 – Variação dos <i>taps</i> do RT para o caso 6 (OpenDSS) .....	83
FIGURA 38 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 7 (OpenDSS).....	84
FIGURA 39 – Variação dos <i>taps</i> do RT para o caso 7 (OpenDSS) .....	86
FIGURA 40 – FP no caso 4 para as diferentes configurações das GFVs .....	89

## LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – Resultados do cruzamento das PCs.....	27
TABELA 2 – Resultados após filtragem de revistas publicadoras.....	27
TABELA 3 – Resultados dos artigos após filtragem de título .....	28
TABELA 4 – Resultados após filtragem de leitura de seus respectivos resumos .....	28
TABELA 5 – Distribuição das cargas instaladas entre as barras .....	35
TABELA 6 – Configuração do regulador de tensão.....	35
TABELA 7 – Indicação de conexões por caso de estudo.....	40
TABELA 8 – Atribuição de curvas de cargas às barras.....	41
TABELA 9 – Potencial de GFV por caso por barra .....	43
TABELA 10 – Diferenças entre resultados do OpenDSS e IEEE.....	46
TABELA 11 – Diferenças entre resultados do GridLAB-D e IEEE.....	47
TABELA 12 – Valores críticos de tensão para o caso 1 (GridLAB-D) .....	49
TABELA 13 – Valores críticos de tensão para o caso 2 (GridLAB-D) .....	52
TABELA 14 – Valores críticos de tensão para o caso 3 (GridLAB-D) .....	55
TABELA 15 – Valores críticos de tensão para o caso 4 (GridLAB-D) .....	58
TABELA 16 – Valores críticos de tensão para o caso 5 (GridLAB-D) .....	60
TABELA 17 – Valores críticos de tensão para o caso 6 (GridLAB-D) .....	63
TABELA 18 – Valores críticos de tensão para o caso 7 (GridLAB-D) .....	66
TABELA 19 – Valores críticos de tensão para o caso 1 (OpenDSS) .....	68
TABELA 20 – Valores críticos de tensão para o caso 2 (OpenDSS) .....	71
TABELA 21 – Valores críticos de tensão para o caso 3 (OpenDSS) .....	73
TABELA 22 – Valores críticos de tensão para o caso 4 (OpenDSS) .....	76
TABELA 23 – Valores críticos de tensão para o caso 5 (OpenDSS) .....	79
TABELA 24 – Valores críticos de tensão para o caso 6 (OpenDSS) .....	82
TABELA 25 – Valores críticos de tensão para o caso 7 (OpenDSS) .....	85

## LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
DOE	<i>Department of Energy – United States of America</i>
FP	Fator de Potência
GD	Geração Distribuída
GFV	Geração Fotovoltaica
GLM	<i>GridLAB-D Modeling</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
p.u.	por unidade
PB	Portfólio Bibliográfico
PC	Palavra-chave
PNNL	<i>Pacific Northwest National Laboratory</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
REI	Redes Elétricas Inteligentes
RT	Regulador de Tensão
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SD	Sistema de Distribuição
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SG	Sistema de Geração
ST	Sistema de Transmissão
XLM	<i>Extensible Markup Language</i>

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>12</b>
1.1 CONTEXTO .....	12
1.2 OBJETIVOS .....	13
1.3 JUSTIFICATIVA .....	13
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO .....	14
<b>2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	<b>15</b>
2.1 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES .....	15
2.2 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA .....	17
2.3 DISPOSITIVOS DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO ATIVA.....	18
2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO .....	25
<b>3 ESTADO DA ARTE</b> .....	<b>26</b>
3.1 PROCESSO DE SELEÇÃO DE PORTFÓLIO BIBLIOGRÁFICO .....	26
3.2 REVISÃO DA LITERATURA .....	28
3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO .....	30
<b>4 MATERIAIS E MÉTODOS</b> .....	<b>31</b>
4.1 MATERIAIS .....	31
4.2 MÉTODO.....	36
<b>5 TESTE E ANÁLISE DOS RESULTADOS</b> .....	<b>46</b>
5.1 VALIDAÇÃO DAS FERRAMENTAS .....	46
5.2 RESULTADOS GRIDLAB-D.....	47
5.3 RESULTADOS OPENDSS.....	67
5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO .....	86
<b>6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS</b> .....	<b>90</b>
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>92</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONTEXTO

Os sistemas elétricos de potência (SEP) são compostos basicamente por três componentes principais, sistema de geração (SG), sistema de transmissão (ST) e sistema de distribuição (SD). Esses sistemas se complementam no processo de fornecimento de energia elétrica, desde a produção até a entrega ao consumidor final. Os sistemas de geração e de transmissão foram alvos da maior parte de esforço técnico, no desenvolvimento tecnológico do sistema elétrico de potência, nas últimas décadas. Por outro lado, o sistema de distribuição não foi priorizado da mesma forma, visto os desafios da crescente demanda de energia que surgiram e levaram a esse patamar. Atualmente o cenário é diferente, existe uma necessidade latente de se explorar melhor a capacidade do sistema elétrico de distribuição (KERSTING, 2002).

Gellings (2009), em seu livro sobre redes elétricas inteligentes, explica que o sistema elétrico de potência é muitas vezes reconhecido como a máquina mais complexa já construída. Esse sistema é composto por diversos componentes como cabos, torres, transformadores, disjuntores, entre outros. Acontece que o sistema de distribuição que compõe o sistema elétrico ainda é muito defasado, dispondo de soluções majoritariamente mecânicas com poucas aplicações de soluções inteligentes. A aplicação de tecnologias de sensoriamento, comunicação e controle eletrônico na rede de distribuição constitui a rede elétrica inteligente (conhecido em inglês como “*Smart Grid*”). Isso permite para o SD certas melhorias na distribuição de energia, além das áreas de armazenamento de energia e geração distribuída, buscando-se a otimização do uso da energia, mitigando impactos ambientais, gerenciamento de ativos e custos.

O trabalho propõe a simulação de fluxo de potência em alimentadores de distribuição de energia elétrica com a implantação gradual de tecnologias relacionadas ao tema de redes elétricas inteligentes, como sistemas de geração distribuída e sistemas de armazenamento de energia (SAEs). Através da análise das características operacionais dos alimentadores, como dados de perfil de tensão e carga, é possível identificar o comportamento do mesmo diante as diferentes condições de operação. Com o resultado a ser obtido será possível analisar questões pertinentes ao

fluxo de potência, qualidade de energia e possíveis perdas técnicas que venham a ocorrer na rede. Com a introdução gradual de diferentes tecnologias de redes elétricas inteligentes, espera-se verificar mudanças na distribuição de energia elétrica e por meio de comparação entre os casos determinar o impacto de cada elemento na rede elétrica de distribuição do alimentador estudado.

## 1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral do trabalho é o desenvolvimento de uma análise do impacto de tecnologias de redes elétricas inteligentes, sendo esses sistemas de geração distribuída, sistemas de armazenamento de energia, bancos de capacitores e reguladores de tensão, na operação de alimentadores de distribuição, por meio da realização de simulações com as ferramentas computacionais GridLAB-D e OpenDSS.

Os objetivos específicos esperados na realização deste trabalho são:

- Avaliar as tecnologias de fontes renováveis de energia, sistemas de armazenamento de energia com baterias, bancos de capacitores e reguladores de tensão num ambiente de redes elétricas inteligentes.
- Modelar as tecnologias de redes elétricas inteligentes para simulação de fluxo de potência.
- Simular o fluxo de potência de alimentadores de distribuição incluindo as tecnologias de redes elétricas inteligentes.
- Validar as ferramentas computacionais de simulação de fluxo de potência: OpenDSS e GridLAB-D.

## 1.3 JUSTIFICATIVA

O trabalho busca analisar o impacto da introdução gradual de tecnologias ligadas a redes elétricas inteligentes a um alimentador de distribuição, a partir de duas ferramentas computacionais diferentes, os softwares computacionais de simulação denominados OpenDSS e GridLAB-D, podendo assim produzir uma comparação entre os resultados e validação dos mesmos. O objetivo do projeto prevê a implantação progressiva de tecnologias a partir de um caso base em que é modelado apenas o alimentador de distribuição sem as novas tecnologias, permitindo verificar o impacto de cada etapa da implantação, por meio de um registro histórico.

Portanto, a diferenciação do projeto reside na avaliação do impacto de diferentes tecnologias de forma gradual em duas ferramentas computacionais simultaneamente.

#### 1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Este trabalho está dividido em 6 capítulos. O capítulo 1, Introdução, apresenta brevemente o contexto, os objetivos a serem alcançados e a justificativa para a realização do trabalho. O capítulo 2, Fundamentação Teórica, discorre sobre as redes elétricas inteligentes, rede de distribuição de energia e sobre os dispositivos de rede de distribuição ativa, como reguladores de tensão, banco de capacitores, geradores fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia. O capítulo 3, Estado da Arte, contempla a realização da busca por material científico conceituado pertinente ao tema de estudo. O capítulo 4, Materiais e Métodos, descreve as ferramentas computacionais utilizadas, o sistema teste e abordagem que será realizada para realização do trabalho proposto. O capítulo 5, Teste e Análise de Resultados, abrange os testes simulados juntamente com a análise dos resultados obtidos a cada etapa. Por fim, o capítulo 6, Conclusões e Trabalhos Futuros, exhibe as principais conclusões obtidas com a realização do trabalho, bem como a perspectiva da realização de trabalhos futuros.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

De acordo com Momoh (2012) o sistema elétrico atual foi planejado para operar de maneira vertical começando pelo SG, depois pelo ST e até terminar no SD. Os componentes e controle desses sistemas devem prover estabilidade, confiabilidade e eficiência. Contudo, os operadores do sistema estão lidando com novas mudanças e desafios devido à alta penetração de fontes de energia renováveis, mudanças tecnológicas rápidas, mudanças no mercado de energia elétrica e nos usuários finais. A grande mudança vem do conceito de redes elétricas inteligentes (REI), que prevê comunicação entre vários elementos da rede com técnicas de medidas em tempo real para aumentar a resiliência e a previsibilidade de fenômenos protegendo o funcionamento do sistema contra ameaças internas e externas. O conceito de *Smart Grid* baseia-se no desmembramento e reestruturação do sistema elétrico com otimização dos seus elementos.

O conceito de REI é extenso e complexo. Autores diferentes definem quesitos diferentes em função da particularidade do estudo empregado. Do ponto de vista técnico, Momoh (2012) cita que as redes elétricas inteligentes devem:

- Acessar a condição de operação da rede em tempo real.
- Prevenir comportamento, antecipar situações.
- Adaptar a novos ambientes como fontes de geração distribuídas e fontes de energia renováveis.
- Lidar com demanda estocástica e responder a aplicações inteligentes.
- Prover auto recuperação, reconfiguração e restauração.
- Lidar com a aleatoriedade das cargas e agentes de mercado em tempo real.
- Criar um ambiente mais complexo e interativo entre dispositivos inteligentes, protocolos de comunicação e algoritmos padrões e inteligentes para melhorar a comunicação dentro da rede elétrica.

Já Buchholz e Styczynski (2014) evidenciam que as técnicas implementadas conforme as tecnologias de redes elétricas inteligentes servem para:

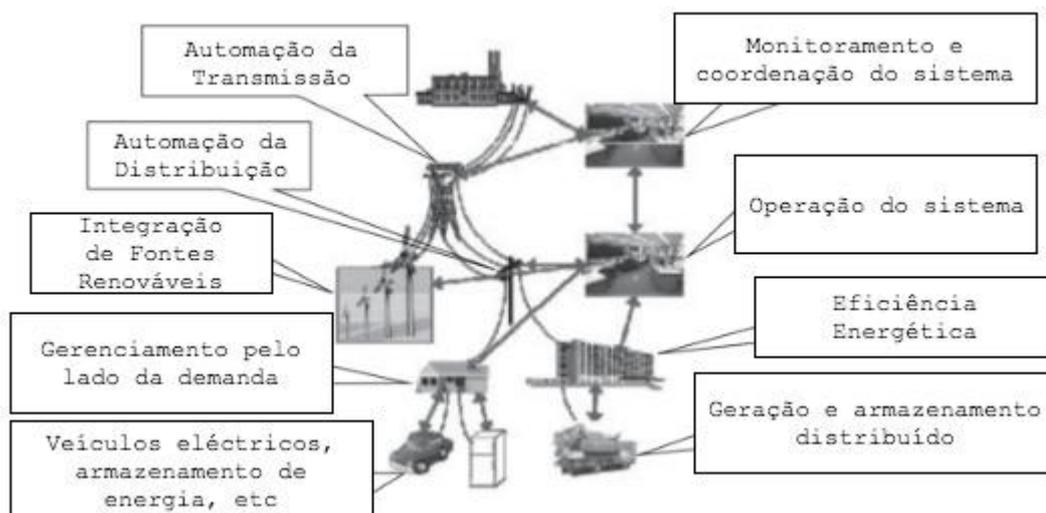
- Habilitar a rede a integrar os usuários com as novas necessidades postas.
- Maior facilidade de conexão de geradores de diferentes tamanhos e tecnologias.

- Aumentar a eficiência na operação da rede.
- Permitir que os consumidores de energia elétrica participem ativamente na otimização da operação do sistema.
- Prover aos consumidores mais informações e opções quanto aos seus fornecedores de energia elétrica.
- Aumentar a capacidade de operações do mercado e serviços aos consumidores.
- Reduzir significativamente o impacto ambiental do sistema de fornecimento de energia elétrica.
- Garantir altos níveis de confiabilidade, segurança e qualidade no fornecimento de energia elétrica.

É posto por Momoh (2012) a arquitetura das redes elétricas inteligentes, conforme a FIGURA 1. Segundo o autor, os elementos introduzidos conforme o design apresentado leva a definição da *smart grid* como:

A rede elétrica inteligente consiste num avançado sistema de potência bidirecional com tecnologia digital capaz de se auto recompor, se adaptar, resiliente e sustentável com capacidade de previsão de operação dado um limite de incertezas. Ela é equipada para operar com dispositivos, sistemas e componentes atuais e do futuro que são seguros digitalmente a ataques virtuais maliciosos. (MOMOH 2012)

FIGURA 1 – Arquitetura das redes elétricas inteligentes



FONTE: Adaptado de MOMOH(2012)

Posto a arquitetura das redes elétricas inteligentes exibida na FIGURA 1, Momoh (2012) descreve os componentes das REIs e suas funções, são eles o com-

ponente de interface, componente de monitoramento e controle, componentes de armazenamento, componentes nos sistemas de transmissão, componentes sistemas de distribuição e componentes de operação pelo lado da demanda. Esses componentes apresentam elementos que compõem a REI dado as funções de automação, geração distribuída, armazenamento e controle operacional.

## 2.2 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável pela regulamentação do setor elétrico no Brasil, portanto regulamenta o sistema de distribuição, o qual é composto pelo conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam em níveis de alta tensão (entre 69 kV e 230 kV), média tensão (entre 1 kV e 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1kV). A agência define o sistema de distribuição como um segmento do setor elétrico que promove o rebaixamento da tensão advinda da transmissão em um patamar adequado para o fornecimento da energia elétrica para o usuário final (ANEEL 2018).

Zhang *et al.* (2009) citam que a complexidade da rede de distribuição está aumentando com a inovação tecnológica, o crescimento da geração distribuída, com fontes renováveis, e cargas que adicionam um fator de imprevisibilidade como os veículos elétricos e veículos híbridos. Mas o sistema atual possui controle limitado, pouco poder de manobra, pouco controle de potência reativa e pouca capacidade de correção de FP. A introdução de geração distribuída poderia afetar na qualidade da energia entregue e a eficiência da geração. A GD pode produzir também impacto na confiabilidade do sistema e na infraestrutura existente com possibilidade de extrapolar certos limites de operação.

Juntamente a isto, é comentado que certas fontes renováveis estão em crescimento, como produção de energia através de geradores eólicos e sistemas de geração solar fotovoltaica. Esses geradores estão à mercê da sazonalidade climática e do ambiente em que são instalados. Sem um sistema de armazenamento adequado a confiabilidade e segurança do sistema correm riscos devido a variações de frequência e flutuações na potência oferecida.

A modelagem de sistemas de distribuição de energia híbridos é uma maneira efetiva de desenvolver estratégias para migração do sistema atual para um sistema que utilize energia mais limpa do ponto de vista ambiental, aliando elementos de

controle com avaliação em tempo real da rede. Desse ponto de vista o sistema de distribuição se diferencia do sistema de transmissão, que é um sistema tomado como equilibrado no contexto de modelagem. Segundo Kersting (2012), não é viável aplicar as mesmas simplificações da modelagem do sistema de transmissão ao sistema de distribuição, pois esse é considerado naturalmente desequilibrado devido à presença de cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas em alimentadores com segmentos monofásicos, bifásicos e trifásicos.

No Brasil a entidade máxima que opera a rede de distribuição é o Operador Nacional do Sistema (ONS) que estabelece os procedimentos de rede a partir de regulamentação técnica junto aos concessionários de energia elétrica. Também há a ANEEL que estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), sendo esses procedimentos descritos em módulos que vão do planejamento do sistema a requisitos de operação. Atenta-se ao módulo 8 do PRODIST, o qual estabelece parâmetros de qualidade de energia como valores de tensão mínima e máximo, limites de frequência, limites de fator de potência, entre outros (PRODIST, 2018).

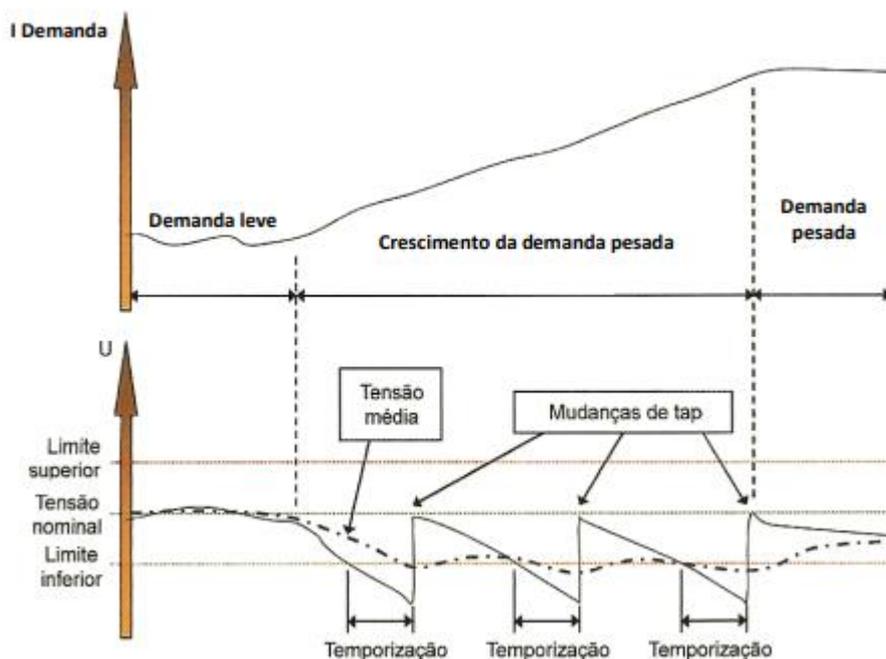
## 2.3 DISPOSITIVOS DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO ATIVA

### 2.3.1 REGULADOR DE TENSÃO

O regulador de tensão (RT), como o próprio nome sugere, consiste em um equipamento desenvolvido para manter os níveis de tensão dentro das faixas operacionais desejadas e especificadas pelos órgãos regulamentadores. A arquitetura do RT é similar a de um autotransformador, possuindo dois enrolamentos interligados eletricamente, que através de sua relação de espiras, aumentam ou diminuem o nível de tensão. Tal relação de espiras é controlada através de mecanismos que regulam os *taps* do RT, a partir de uma leitura do nível de tensão em que está localizada a entrada do equipamento (PEREIRA, 2015).

A instalação dos RTs ocorre em locais urbanos ou rurais, onde existem variações de tensão fora dos limites especificados pelas concessionárias. A partir do ponto em que o nível de tensão ultrapassa os limites inferior ou superior da faixa tolerável, o RT atua de modo a restabelecer a tensão, a jusante, dentro da faixa especificada. A FIGURA 2 elucida a influência do RT no perfil de tensão do alimentador.

FIGURA 2 – Modo de atuação do RT



FONTE: Pereira (2009)

Dentre os diversos tipos de RTs, o usual em sistemas de distribuição, segundo pesquisas, trata-se do 32 degraus tipo B, segundo Kersting (2002) a designação tipo B é definida pela forma como os enrolamentos são conectados internamente no RT. Em suma, são equipamentos que apresentam 32 taps, capazes de elevar ou reduzir o nível de tensão de fase em até  $\pm 10\%$ , chegando à faixa de  $\pm 15\%$  nos ganhos de tensão de linha, dependendo de sua configuração de instalação.

### 2.3.2 BANCO DE CAPACITORES

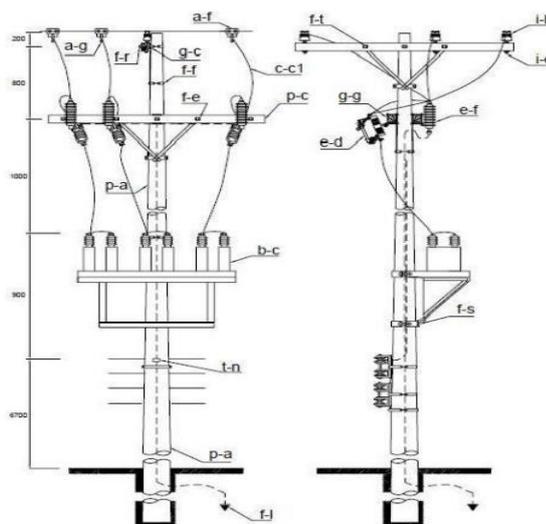
Em aplicações gerais de banco de capacitores (BC) em redes de distribuição, sua utilização auxilia na compensação de reativos, contribuindo para diminuição das perdas de potência, além do ajuste do perfil de tensão para permanecer dentro dos limites pré-estabelecidos. Sua melhoria está diretamente vinculada à sua localização no sistema de distribuição, capacidades, quantidades e características dos BCs instalados (PEREIRA, 2015).

Visto o crescimento da demanda em SDs, o controle do reativo por parte das distribuidoras de energia elétrica deve ser realizado de modo a realizar o ajuste da tensão dentro das faixas de operação especificadas. Os principais fatores que resultam em variações na tensão nos barramentos são elevação da carga, linhas de for-

necimento muito longas operando com cargas mínimas, distâncias entre as subestações e as unidades geradoras, além de crescimento das linhas para distribuição de energia.

Com a elevação da potência reativa indutiva demandada, ocorre o aumento das perdas energéticas e diminuição dos níveis de tensão, deste modo, a instalação de BCs, além da compensação deste reativo e elevação dos níveis de tensão, controla o fluxo de potência e a energia reativa indutiva demandada, melhorando a estabilidade do sistema e corrigindo o fator de potência. Sua instalação em SDs usualmente é feita em conexão estrela ou estrela aterrada, devido à facilidade de manutenção e instalação. A FIGURA 3 exhibe o aspecto de instalação dos BCs nos postes de distribuição.

FIGURA 3 – Instalação de banco de capacitores na rede de distribuição



FONTE: ANEEL (2010)

Em aplicações nas linhas de distribuição, usualmente se abrange uma faixa máxima de até 10% de sobretensão, chegando a marcas de 30 % de sobrecorrente e, para que não ocorram danos ao equipamento, o sistema de proteção deve desligar os dispositivos, ao passo em que estes valores sejam extrapolados (YAMAKAWA, 2007).

Existe a possibilidade do BC atuar de maneira fixa, quando a carga não possui uma variação acentuada ou em situações em que existe carga mínima, assim não há necessidade de desligamentos ou redimensionamento do BC. Outra possibilidade trata-se da utilização de BC chaveados, de modo que ocorrendo a flutuação

da carga no sistema, seja possível uma regulação para atendimento da carga demandada no instante.

### 2.3.3 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COM BATERIAS

Segundo Momoh (2012), os sistemas de armazenamento são um dos componentes da REI. Com equipamentos desse tipo é possível atenuar o efeito de pico de consumo e a intermitência das fontes renováveis de energia integradas na rede. Existem vários tipos de sistemas de armazenamento como bombeamento de água, ar comprimido e baterias estacionárias.

Baterias elétricas são dispositivos eletroquímicos que são capazes de converter energia química em energia elétrica, pelo processo de descarga e armazenar energia elétrica em forma de energia química pelo processo de carga. Em SD são utilizados certos tipos de bateria, sendo as mais comuns baseadas nas tecnologias de íons de lítio e chumbo-ácido. Cada tecnologia atende uma aplicação diferenciada de acordo com as especificações próprias determinadas por parâmetros técnicos. Uma das aplicações de baterias na rede de distribuição é para o armazenamento de energia de forma estacionária, mas atualmente este uso é limitado devido ao fator econômico do custo deste tipo de equipamento (BUCHHOLZ, STYCZYNSKI, 2014).

Momoh (2012) atenta para características importantes dos sistemas de armazenamento no âmbito de REI como: a densidade de massa e volume, a capacidade de armazenamento, eficiência, tempo de auto descarregamento, ciclo de vida, autonomia, custo, confiabilidade e escalabilidade da tecnologia. No caso das baterias elétricas a capacidade de armazenamento depende apenas do tamanho do banco montado e não de influência ambiental, porém o ciclo de vida limita o uso de um sistema típico de 3 a 5 anos.

#### 2.3.3.1 ÂMBITO MUNDIAL

O DOE<sup>1</sup> é uma rica fonte de dados globais utilizada, de acesso aberto, mantido em operação pelo Escritório de Fornecimento de Energia Elétrica e Confiabilidade de Energia (*Office of Electricity Delivery & Energy Reliability*), situado no Labora-

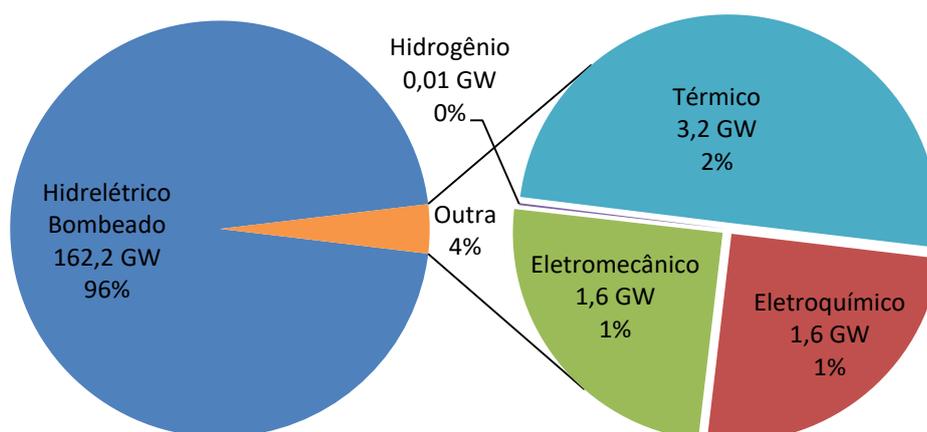
---

<sup>1</sup> Base de dados disponível em <[https://www.energystorageexchange.org/projects/advanced\\_search](https://www.energystorageexchange.org/projects/advanced_search)>

tório Nacional de Sandia, EUA. Neste banco de dados estão contidas informações referentes aos projetos mundiais que envolvem armazenamento energético, assim como as condições em que se encontram, desde os apenas anunciados até os que já estão fora de operação ou precisando de reparos (DOE, 2018).

A última atualização que o DOE apresenta foi em 16/08/2016, com previsões de tendências de crescimento ou de projetos que se iniciarão até 2020. Como a tecnologia de baterias está em crescente evolução, alguma divergência nesta previsão pode ocorrer. Até a marca de 2016, 96% do potencial de armazenamento de energia em operação no cenário mundial utilizam armazenamento hidrelétrico bombeado, fato justificado em parte pela alta capacidade de armazenamento típico a essa tecnologia.

FIGURA 4 – SAEs mundiais em operação até 2016



FONTE: Adaptado de DOE (2018)

### 2.3.3.2 BATERIA DE CHUMBO-ÁCIDO

Dentre as baterias recarregáveis, a tecnologia de chumbo-ácido é a mais antiga, descoberta em meados do século 19, desenvolvida inicialmente para aplicações em sistemas de partida de motores de barcos, aviões e carros. Todas as variações desta tecnologia apresentam mesma química de reações, tendo o eletrodo positivo de dióxido de chumbo ( $PbO_2$ ) e o eletrodo negativo de chumbo metálico ( $Pb$ ), imersos em um eletrólito de ácido sulfúrico ( $H_2SO_4$ ). No geral, são as baterias com menor custo por energia, apresentando uma eficiência razoável, na faixa de 70 – 80

%, mas sua densidade de energia é bastante baixa, sendo em torno de 30 – 50 Wh/kg, assim como sua baixa vida útil, que é fortemente dependente de seu ritmo de descarga, além de ser bastante influenciada pela temperatura ambiente, perdendo rendimento em situações de temperatura mais elevada,, portanto carecendo de sistemas de gerenciamento térmico para que se torne viável em aplicações de grande porte (CHEN et al., 2009).

### 2.3.3.3 BATERIA DE ÍONS DE LÍTIO

A tecnologia de bateria de íons de lítio passou a apresentar grande procura nos últimos anos em SAEs estacionários, além de sua principal aplicação, já consolidada, em dispositivos eletrônicos como smartphones, tablets e computadores portáteis, por sua característica recarregável, leveza e alta densidade de potência, se comparado a baterias de chumbo-ácido e níquel-cádmio, por exemplo. Para que exista a aplicação em sistemas maiores de armazenamento, melhorias quanto a custos são necessárias.

Uma característica das baterias de Íons de lítio, além da eficiência em torno de 90%, é que não há a ocorrência do processo de oxidação e redução (redox), uma vez que o íon de lítio é somente inserido e extraído dos materiais dos eletrodos positivos e negativos. A reação de redução ocorre apenas em outros materiais que constituem os eletrodos. O catodo é um composto de lítio misturado a outros materiais. Em âmbito geral, o anodo é composto por grafite e o eletrólito por um composto orgânico contendo sais de lítio para transferência de íons lítio. Existe um separador poroso que faz a separação entre catodo e anodo no interior da célula, sendo também responsável por permitir a passagem de íons de lítio de um lado para outro, criando uma corrente elétrica (DUNN *et al.*, 2011).

Dentre as vantagens das baterias de lítio, estão questões relacionadas à tensão de entrega da célula, podendo entregar de 3 a 4 volts, além de uma energia específica até quatro vezes maior que a bateria de chumbo-ácido, com elevados ciclos de carga e descarga.

Normalmente, as baterias de íon lítio requerem o emprego de controladores eletrônicos em um sistema de segurança para proteção de sobrecarga, descarga excessiva, altas temperaturas, curto circuito, entre outros, pois sem isso, corre-se o risco de explosões e incêndios devido sua estrutura interna.

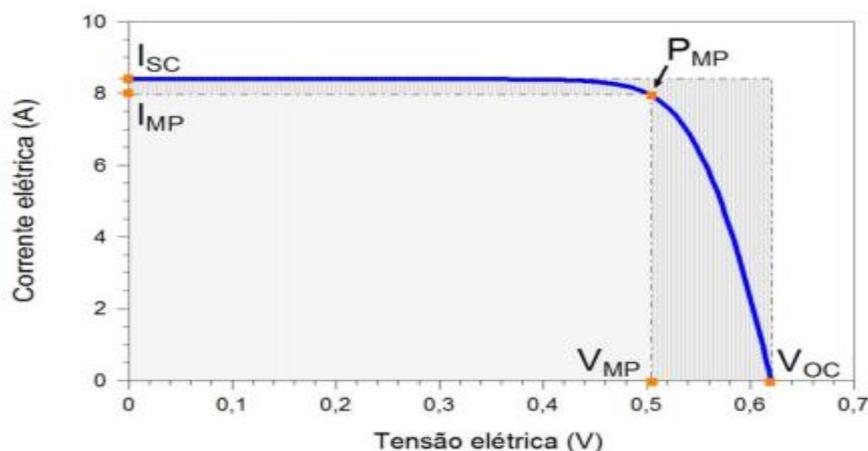
### 2.3.4 FONTES RENOVÁVEIS

No viés de aumento na demanda por energia, atrelado ao fato de uma substituição das fontes de energia fósseis por fontes de energia renováveis, houve um crescimento exacerbado na procura por fontes de geração alternativas, destas, a que mais se destacou a nível mundial foi a geração fotovoltaica.

Este tipo de geração aproveita da radiação solar para estímulo das células fotovoltaicas, que por sua vez são construídas em material semicondutor de modo a aproveitar o efeito fotoelétrico e gerar eletricidade.

As células fotovoltaicas geram na casa de décimos de volts, e possuem uma curva típica, levantada a partir de sua corrente de curto-circuito, onde sua tensão é zero, até sua tensão de circuito aberto, momento este em que sua corrente é zero. A curva aproximada se encontra exibida na FIGURA 5.

FIGURA 5 – Curva típica de uma célula fotovoltaica



FONTE: Pinho e Galdinho (2014)

A máxima potência que a célula pode fornecer é o momento em que o produto da sua tensão pela sua corrente no mesmo ponto é o maior, neste caso, o ponto assinalado de  $P_{MP}$  na FIGURA 5.

Em aplicações onde a demanda por níveis de tensão e corrente são elevados, associações entre estas células comumente são realizadas, de modo a atingir os níveis desejados. A saída de tensão dos módulos é dada em corrente constante, necessitando de um conversor eletrônico para realização da integração com o sistema de distribuição, que tem caráter de corrente alternada. Este conversor eletrôni-

co possui a liberdade de controle de seu fator de potência, para que em casos de fornecimento de energia para a rede de distribuição, seja possível o controle das potências ativa e reativa injetadas.

## 2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

A compreensão do funcionamento da rede elétrica de distribuição, juntamente com os elementos de geração fotovoltaica e sistemas de armazenamento que serão adicionados a mesma é de suma importância na realização de análises dos impactos operacionais. Tendo em vista a necessidade de uma modelagem para realização de simulações computacionais fortemente ligadas ao comportamento real, é imprescindível o conhecimento das características, configurações e comportamentos dos elementos que compõem o sistema de distribuição.

### 3 ESTADO DA ARTE

#### 3.1 PROCESSO DE SELEÇÃO DE PORTFÓLIO BIBLIOGRÁFICO

Neste tópico é detalhado o estado da arte assim como o processo da busca em materiais acadêmicos, reconhecidos mundialmente, e que estão alinhados ao tema de integração de alimentadores de distribuição com equipamentos ativos da rede, como reguladores de tensão, banco de capacitores, fontes renováveis e baterias.

Para otimização de desempenho na busca com um processo devidamente estruturado, um foco e uma abrangência delimitada, pesquisadores do Laboratório de Metodologias de Multicritério em Apoio à Decisão (LabMCDA) desenvolveram um instrumento nomeado de ProKnow-C (*Knowledge Development Process-Constructivist*), o qual apresenta um processo dividido em etapas, que ao final retornam uma base de dados estruturada (ENSSLIN *et al.*, 2013), adaptada e aplicada ao tema proposto.

O primeiro passo ao iniciar uma pesquisa compreende a seleção do Portfólio Bibliográfico (PB), responsável pela aquisição de um vasto conjunto de artigos e materiais científicos relacionados ao assunto a ser tratado, além de direcionados diretamente à zona de interesse da pesquisa (ENSSLIN *et al.*, 2013).

O instrumento sugere o levantamento das palavras-chave (PCs) referentes ao assunto, e para tal, faz-se necessário a definição dos eixos principais de pesquisa, com intuito de nortear os diversos focos de pesquisa para posteriormente um cruzamento de eixos, definindo assim uma pesquisa mais objetiva. Desta maneira, no presente trabalho foram escolhidas PCs no campo de tecnologias de *battery integration* e *renewable energy integration*, cruzadas com PCs do campo de aplicações de GridLAB-D, OpenDSS e *distribution system*.

Para uma avaliação da correta escolha das PCs, aconselha-se um teste de aderência, que consiste na leitura de alguns artigos resultantes da busca, para verificação de alinhamento ao tema. Sabido isso, as PCs adotadas estiveram presentes como PCs de artigos ao tema, portanto se mantiveram na escolha.

Escolhidas as PCs relacionadas a cada eixo de pesquisa, fez-se o uso do software *Publish or Perish*, ferramenta de gerenciamento bibliográfico que viabiliza e aperfeiçoa a pesquisa, apresentando maneiras de tratamento de informações. Este

software faz uso do portfólio de ferramentas do *Google Scholar*, exibindo indicadores de procedência dos materiais buscados, como número de citações do artigo, número de citações por ano, artigos por autor, índice H, revista de publicação, entretanto, os índices utilizados no processo de filtragem que ganharam enfoque maior foram os de número de citações por ano e as revistas publicadoras. A quantidade de material científico (livros, artigos, citações, documentos, *reports*) na última década alcançada ao realizar a busca está apresentada na TABELA 1 em sequência, com detalhe para que o software *Publish or Perish* possui a limitação padrão de exibição para os 1000 melhores artigos, entretanto, sabido que o enfoque da busca é na qualidade dos artigos e não na quantidade, isto não vem a ser um problema.

TABELA 1 – Resultados do cruzamento das PCs

<i>Technology</i> \ <i>Application</i>	<i>OpenDSS</i>	<i>GridLAB-D</i>	<i>Distribution System</i>
<i>Renewable Energy Integration</i>	1.000	696	1.000
<i>Battery Integration</i>	999	459	999

FONTE: Os autores (2018)

O processo de filtragem então se dá através da desconsideração de material científico que não seja artigo e, juntamente com isso, uma seleção de revistas publicadoras conceituadas e que é possível o acesso a seus arquivos. Deste modo, o número de artigos alcançados em cada cruzamento de PCs foram os exibidos na TABELA 2.

TABELA 2 – Resultados após filtragem de revistas publicadoras

<i>Technology</i> \ <i>Application</i>	<i>OpenDSS</i>	<i>GridLAB-D</i>	<i>Distribution System</i>
<i>Renewable Energy Integration</i>	439	342	778
<i>Battery Integration</i>	361	162	627

FONTE: Os autores (2018)

Realizado isto, a sequência de filtragem sugere a seleção dos artigos pela leitura de seus títulos, portanto, apresentados abaixo na TABELA 3 estão os resultados atingidos.

TABELA 3 – Resultados dos artigos após filtragem de título

<i>Technology</i> \ <i>Application</i>	<i>OpenDSS</i>	<i>GridLAB-D</i>	<i>Distribution System</i>
<i>Renewable Energy Integration</i>	18	15	20
<i>Battery Integration</i>	11	11	24

FONTE: Os autores (2018)

Desta seleção, realiza-se a leitura de seus resumos, de modo a verificar o alinhamento e aderência ao tema, descartando os que não estão dentro da proposta de trabalho. O número por PC dos artigos mantidos estão expostos na TABELA 4 seguinte.

TABELA 4 – Resultados após filtragem de leitura de seus respectivos resumos

<i>Technology</i> \ <i>Application</i>	<i>OpenDSS</i>	<i>GridLAB-D</i>	<i>Distribution System</i>
<i>Renewable Energy Integration</i>	7	9	11
<i>Battery Integration</i>	9	2	10

FONTE: Os autores (2018)

Por fim, realiza-se a leitura da parte introdutória e conclusiva dos artigos, destes, os que se alinham ao tema foram os escolhidos para serem completamente lidos e estão descritos no próximo tópico.

### 3.2 REVISÃO DA LITERATURA

O artigo de Huda e Živanović (2017) revisa os modelos necessários ao incluir fontes de GD no sistema, ao passo em que se verificam seus impactos na operação da rede. Além disso, neste artigo, os autores realizam uma comparação entre duas ferramentas computacionais de simulações elétricas, GridLAB-D e OpenDSS. Neste mesmo artigo estão apresentados alguns resultados da implantação em larga escala de GD, como melhorias no perfil de tensão, confiabilidade e redução de perdas elétricas, porém atrelados a problemas de fluxo de potência reverso, ilhamento e alteração do funcionamento do sistema de proteção.

No trabalho de Ferreira *et al.* (2013) foram comparadas e descritas as tecnologias de SAEs disponíveis na literatura. Tais comparativos de custos, desempenhos, densidades energéticas, indicando as principais aplicações e áreas indicadas para utilização de determinadas SAEs. Como exemplo, no armazenamento na distri-

buição, para correção de picos e vales de demanda, fluxo de cargas, redução de perdas, os autores indicam que é comumente utilizado sistemas com baterias de chumbo-ácido. Assim como na melhoria de qualidade de potência, com mitigação da intermitência e aplicações em usuários finais, além do uso já consolidado de baterias de chumbo-ácido, os autores estimam como tecnologias futuras com potencial neste tipo de aplicação, as baterias de íons de Lítio.

No sentido de integração de sistemas fotovoltaicos no SD, Karimi *et al.* (2016) apresentam em seu artigo uma revisão sobre os desafios e impactos desta adoção, com uma visão abrangente sobre as reais implicações na flutuação, elevação e equilíbrio de tensões, além de efeitos nos harmônicos da rede. Adicionalmente, os autores fazem um comparativo entre vantagens e desvantagens entre as diversas técnicas de detecção de ilhamento.

O trabalho de Schneider e Fuller (2010) discute quais dispositivos reguladores de tensão devem ser modelados em sistemas de distribuição de grandes dimensões, como o caso teste de 8500 nós, disponibilizado pelo IEEE. Além disso, foram brevemente descritos alguns métodos de controle para os componentes reguladores de tensão e bancos de capacitores, focos de análise dos autores para que, ao serem modelados, mantenham o perfil de tensão dos alimentadores ao longo do dia. Os autores também realizaram as simulações por meio do software GridLAB-D, onde foram comparados seus tempos de execução, chegando a conclusão que seu tempo é inferior se comparado ao software OpenDSS.

No estudo de caso de Kim (2017) é realizada uma análise referente à aplicação de SAEs em um sistema que possui integração FV de alta capacidade. Avaliando a redução do pico de carga, potência e tensão no sistema. Fazendo uso do software OpenDSS é possível a modelagem para que seja feito o armazenamento energético durante o período da noite e descarga durante o dia. O caso em estudo se trata do caso teste de 34 barras, disponibilizado pelo IEEE, com uma adaptação de implantação de quatro sistemas FV, além de quatro SAEs nos mesmos pontos dos sistemas FV.

Ainda no alinhamento ao tema proposto, o documento de Casillas *et al.* (2017) exhibe uma metodologia de ações de planejamento na operação de sistema, através da leitura de suas curvas de cargas em seus transformadores, juntamente com a disposição de sistemas FV e SAEs com baterias. Tal metodologia proposta foi aplicada em um sistema real, atrelado a disposição estratégica de bancos de capaci-

tores e reguladores de tensão de modo a manter os níveis de tensões esperados nos barramentos e as linhas com cargas dentro de suas faixas-limite. Como resultados, os autores obtiveram uma diminuição na demanda máxima da rede. Entretanto, com relação às perdas, houve um incremento devido ao fato dos SAEs com uso de baterias atuarem como cargas nos momentos de carregamentos. Por fim, os resultados do perfil de tensão, corrente e perdas no decorrer do dia possibilita a tomada de decisão no planejamento operacional para o melhor uso dos recursos.

### 3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Ao analisar os impactos de recursos adicionados à rede, faz-se necessário o estudo referente às influências pontuais e conjuntas entre os elementos. Ao realizar a modelagem de uma rede é imprescindível o conhecimento dos elementos, bem como suas características, parâmetros e comportamentos, de modo que os resultados alcançados sejam os mais similares ao comportamento real.

Dentre os artigos resultantes, verificou-se a presença frequente dos softwares de simulação GridLAB-D e OpenDSS nas análises de sistemas de distribuição, principalmente. Fato este que denota a validação da escolha das ferramentas computacionais para as análises a serem desenvolvidas no presente trabalho, além do fato de tratarem de softwares de código aberto, onde seu acesso é bastante facilitado.

No âmbito geral, os maiores números de resultados por artigos foram os que avaliavam o impacto em sistemas que possuíam gerações renováveis, em especial de FV, juntamente com SAEs, de modo a rebater os efeitos da intermitência e controle de carga deste tipo de geração com armazenamento eletroquímico por bateria.

## 4 MATERIAIS E MÉTODOS

### 4.1 MATERIAIS

#### 4.1.1 OpenDSS

O OpenDSS é uma ferramenta computacional, criada e desenvolvida como simulador de sistemas de distribuição elétricos. O OpenDSS foi concebido como DSS do inglês “*distribution system simulator*” em 1997, por Roger Dugan e Thomas McDemontt, sendo posteriormente adquirido pelo EPRI e posteriormente renomeado como OpenDSS ao se tornar uma ferramenta de código aberto para desenvolvimento da comunidade de usuários, visando o desenvolvimento das redes elétricas inteligentes. A ferramenta foi planejada para atender a questões de geração distribuída e modernização da rede de distribuição (RADATZ, 2015). O OpenDSS comporta análises em praticamente todo espectro de frequência comumente relacionado a sistemas de potência.

A partir do simulador OpenDSS é possível fazer análises de fluxo de potência com integração de geração distribuída em sistema de distribuição, entre outras análises, como eficiência energética e fluxo de corrente de harmônico (EPRI, 2018). O acesso à ferramenta pode ser tanto em uma interface própria através de linhas de comando, onde é possível obter certa gama de resultados diretamente ou a partir de um programa terceiro, como Matlab, Microsoft Excel e linguagem Python de programação. Através desses programas auxiliares é possível acessar o OpenDSS por interface COM (*Component Object Model*) e gerar e solucionar casos, além de formatar e tratar resultados.

O OpenDSS apresenta vários modos de solução de sistemas elétricos como simulação *snapshot*, simulação diária, anual e Monte Carlo. Os dispositivos como linhas, cargas, bancos de capacitores, etc., são tratados como objetos do programa que podem ser implementados com comandos e configurados seguindo um modelo estabelecido. Existem ainda dispositivos de controle e monitoramento que podem ser configurados para operar no sistema modelado.

#### 4.1.2 GRIDLAB-D

O GridLAB-D consiste em uma ferramenta de análise e simulação de sistemas elétricos de distribuição, desenvolvida para que, com o uso de técnicas de modelagem com algoritmos de alto desempenho, oferecesse informações pertinentes aos usuários que projetam ou estudam estes sistemas, além de propiciar as concessionárias uma possibilidade de contato com tecnologias energéticas mais recentes.

Este software foi criado pelo *Pacific Northwest National Laboratory* (PNNL) através de financiamento por parte do *U.S. Department of Energy Office and Electricity Delivery and Energy Reliability* (DOE/OE). Além disso, possui colaboração da indústria e meio acadêmico, incidindo em um aumento na utilização e disponibilidade de recursos (GRIDLAB-D, 2018).

Com um caráter de análise em regime permanente, o GridLAB-D possibilita o monitoramento dos estados de diversos objetos de modo simultâneo, com liberdade para a escolha de quais propriedades e/ou conjunto de informações se pretende obter a partir das simulações.

O modo de atribuição de parâmetros se dá por meio de escrita de um *script* de comandos em dois formatos, o mais usual chamado GLM (*GridLAB-D Modeling*) e o GFV (*Extensible Markup Language*). Sua edição pode ser realizada diretamente com a escrita do *script* em um editor de textos ou através da ferramenta Matlab, que por sua vez possibilita a manipulação dos dados, bem como criação de interface de comunicação entre usuário e ferramenta computacional, e como produto final gera a escrita de um arquivo no formato suportado pelo GridLAB-D.

A ferramenta GridLAB-D dispõe de uma gama vasta de possibilidades de abordagem no sistema de distribuição, divididas em módulos. Estes módulos são divididos com relação à abordagem, onde podem ser mencionados os relacionados a Clima (*Climate*), Geradores (*Generator*), Cargas residenciais (*Residential*), Mercado energético (*Market*), Otimização de fluxo de potência (*MatPower*) e o de Fluxo de potência (*Powerflow*) (GRIDLAB-D, 2018).

No modelo de geradores, a ferramenta dispõe de sistemas de armazenamento de energia como baterias e armazenadores genéricos, bem como um modelo de gerador solar.

O principal módulo utilizado no presente trabalho é *Powerflow* por tratar-se do módulo de simulação que faz abordagem aos objetivos do presente trabalho. O sis-

tema de distribuição não possui um sistema balanceado entre suas fases, fato este que limita a utilização de outros simuladores. Visto isso, o GridLAB-D propõe uma solução que possibilita a modelagem de redes trifásicas desbalanceadas e solução dos fluxos de potência entre os pontos do sistema.

Este módulo solucionador deriva de dois objetos principais, os nós e os links. Analogamente ao modelo de diagrama unifilar, os nós representam as barras, e os links representam as linhas de conexão entre as barras. Deste modo, as características e atributos definidos a estes objetos principais são repassados aos posteriores objetos conectados. Como exemplo, informações de tensão e fase em um objeto do tipo nó são repassadas a objetos cargas conectadas neste nó.

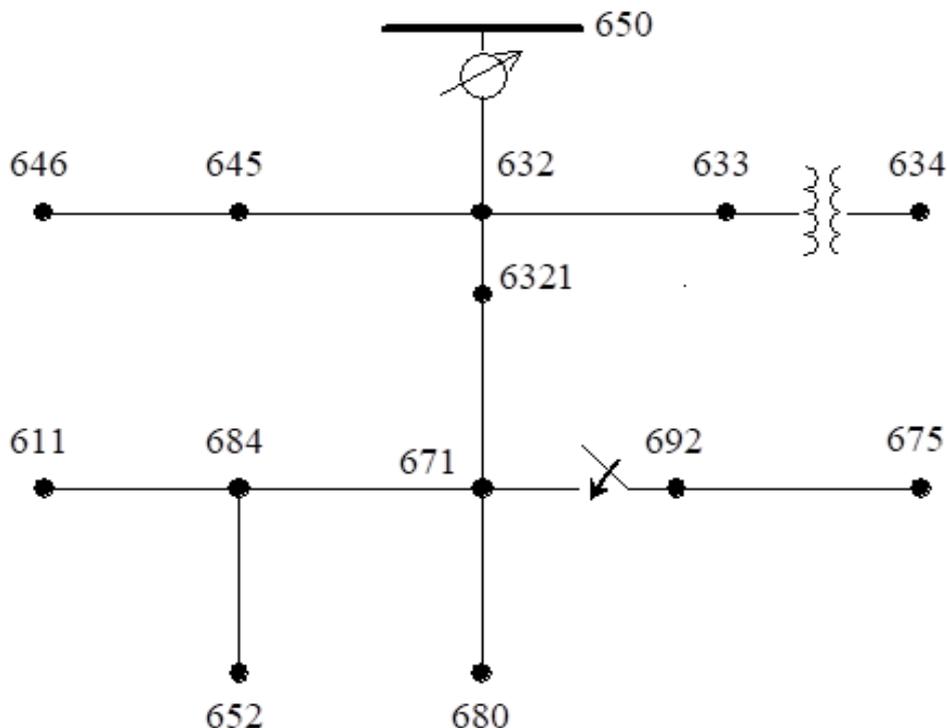
Dentre objetos que têm derivação nos nós valem citar os capacitores podem ser modelados a fim de melhoria automática ou manual na compensação do fluxo de potência; as cargas podem ser modeladas de duas maneiras, estática (apresentando sua potência ativa e tensão) ou dinâmica (com cargas variando conforme horário ou condições climáticas); as subestações que atuam como barra de referência para os cálculos; e os medidores responsáveis pelo monitoramento dos elementos.

Os links consistem nas interconexões dos nós, sejam elas linhas, transformadores ou reguladores de tensão. As linhas possuem, além das informações obtidas a partir de seus nós de conexão, suas propriedades elétricas, altura e comprimento, juntamente com o modelo de conexão. Os transformadores por sua vez, recebem as informações dos nós de conexão, mas possuem abordagens apenas com transformadores monofásicos ou trifásicos, solicitando os parâmetros disponíveis em cada caso. Os reguladores atuam no controle da tensão, por meio de *taps* possibilitam a manutenção da faixa de tensão especificada.

#### 4.1.3 ALIMENTADORES DE TESTE

O alimentador teste a ser utilizado é o modelo de uma rede de distribuição de 13 barras com informações de um alimentador real e com resultados já consolidados, disponibilizados abertamente pelo IEEE para realização de simulações e testes de modelagens de simulações de sistemas elétricos. O diagrama unifilar do alimentador teste está disposto na FIGURA 6.

FIGURA 6 – Diagrama unifilar do caso teste de 13 barras



FONTE: Adaptado de IEEE (2018)

Este modelo teste é de grande interesse na simulação por possuir diversos componentes em um sistema elétrico de pequeno porte, como linhas trifásicas, bifásicas e monofásicas, regulador de tensão, bancos de capacitores *shunt*, chaves seccionadoras, média tensão de 4.160 V e baixa tensão de 480 V, linhas aéreas e subterrâneas, além de possuir um alto carregamento com cargas desbalanceadas. Este alimentador teste possui 3 modelos de cargas, Z, I e PQ, significando respectivamente cargas do tipo impedância constante, corrente constante e potências ativa e reativa constantes. A distribuição das cargas está disposta na TABELA 5, atingindo uma carga total no sistema de 4.053,6 kVA.

TABELA 5 – Distribuição das cargas instaladas entre as barras

Barras	Modelo de carga	Fase A	Fase A	Fase B	Fase B	Fase C	Fase C
		kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	390,67	223,33	407	232,67	424	242,67
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
6321	Y-PQ	11,33	6,67	44	25,33	78	45,33
TOTAL		1.175	616	1.039	665	1.252	821

FONTE: Adaptado de IEEE (2018)

Além disso, as configurações do regulador de tensão situado na saída do alimentador serão mantidas no decorrer deste trabalho, com suas informações exibidas na TABELA 6 em sequência.

TABELA 6 – Configuração do regulador de tensão

Regulador de tensão			
Localização:	Barra 650		
Fases de conexão:	A - B - C		
Tipo de conexão:	Y - Y		
Largura de banda (V):	2		
Relação do transformador de potencial:	20		
Relação primária do transformador de corrente:	700		
Config. de compensação de queda de tensão:	Fase A	Fase B	Fase C
Nível de tensão (V):	122	122	122
Compensação resistiva R (V):	3	3	3
Compensação resistiva X (V):	9	9	9

FONTE: Adaptado de IEEE (2018)

Há a presença de banco de capacitores *shunt* em duas barras deste sistema, com dimensões de 100 kvar na fase C da barra 611 e um banco de capacitores trifásico na barra 675 com dimensão de 600 kvar.

#### 4.1.4 ANÁLISE ELÉTRICA QUASE-DINÂMICA

A natureza das informações elétricas do alimentador teste é estática, ou seja, possuem apenas a simulação em um único momento no tempo. Desta forma, análises operacionais do comportamento de gerações distribuídas e sistemas armazenadores de energia ficam prejudicados, uma vez que não é possível a avaliação da variação no decorrer do período de tempo a ser analisado. Assim, neste trabalho serão utilizadas nos softwares de simulações, análises quase-dinâmicas, que consistem em análises em regime permanente em vários instantes de tempo. Aplicando curvas de carga, por exemplo, ocorrerá uma variação da demanda diária em relação ao tempo decorrido do dia, o mesmo que acontecerá para as gerações distribuídas.

Neste tipo de análise é possível a avaliação operacional do sistema no decorrer do período definido, com adição de elementos ativos do sistema, como chaveamentos, mudanças de taps em transformadores e reguladores, cargas/descargas de SAEs, em um dado instante de tempo, permitindo, assim, a verificação de instantes críticos operacionais decorrerão longo do tempo.

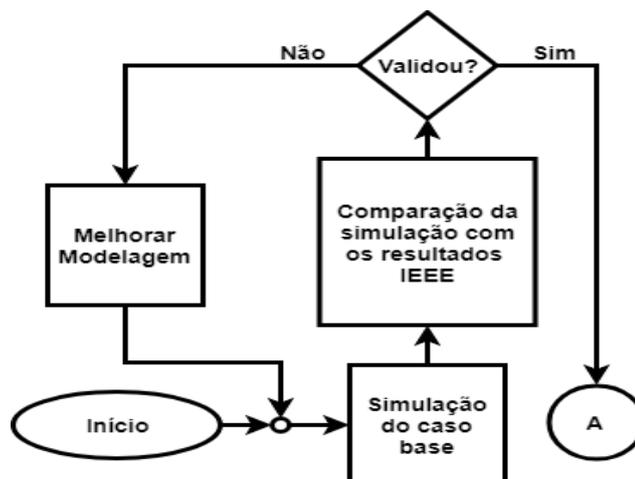
## 4.2 MÉTODO

### 4.2.1 PROCEDIMENTOS

Em um primeiro momento foi realizado um levantamento bibliográfico do estado da arte referente a sistemas elétricos de distribuição, redes elétricas inteligentes e sistemas de armazenamento de energia elétrica, como baterias, fontes de energias renováveis, de maneira a validar a realização do trabalho bem como obter documentos guias para o desenvolvimento do mesmo.

Levantado o estado da arte, será realizada a familiarização com os softwares de simulações computacionais OpenDSS e GridLAB-D. De modo que os resultados das primeiras simulações modeladas serão utilizados na validação do caso base de 13 barras do IEEE. Na FIGURA 7, está apresentado um fluxograma desta primeira etapa de simulação da realização do trabalho.

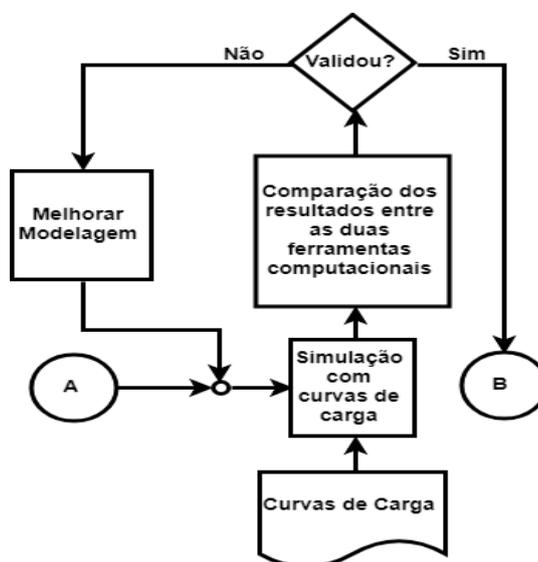
FIGURA 7 – Fluxograma da etapa 1 da metodologia



FONTE: Os autores (2018)

Em continuidade, tendo em vista que os resultados das modelagens atingiram valores suficientemente pequenos de diferenças com o caso de estudo, será realizada a adição de curvas de carga típicas diárias nas cargas deste sistema, para que seja montado o caso base deste trabalho considerando o horizonte de simulação de um dia. Essa etapa segue o fluxograma da FIGURA 8.

FIGURA 8 – Fluxograma da etapa 2 da metodologia

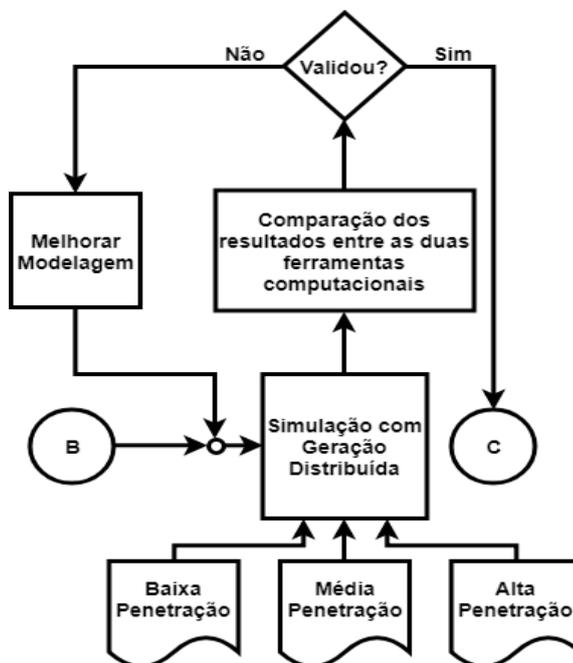


FONTE: Os autores (2018)

Em sequência, serão incrementadas gerações fotovoltaicas em diferentes graus de adesão para que sejam avaliadas as influências na tensão das barras do sistema, no fluxo de potência, nas perdas do sistema com a adição destas gerações

distribuídas, realizando a comparação entre os resultados obtidos através dos dois softwares, conforme é possível se observar no fluxograma da FIGURA 9.

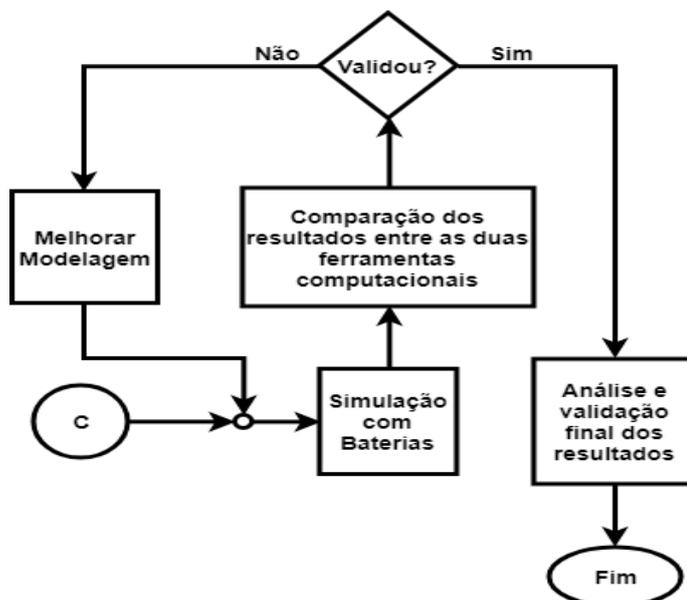
FIGURA 9 – Fluxograma da etapa 3 da metodologia



FONTE: Os autores (2018)

Então serão incrementados bancos de baterias juntamente às GFVs nos diferentes graus de penetração, após uma análise de viabilidade e operação, onde o fluxograma da FIGURA 10 a seguir exhibe as últimas etapas do trabalho.

FIGURA 10 – Fluxograma da etapa 4 da metodologia



FONTE: Os autores (2018)

Por fim, juntamente à comparação etapa a etapa entre as duas ferramentas computacionais, será realizada uma análise que engloba todos os resultados para que sejam levantadas informações sobre os reais impactos da implantação destes elementos ativos nas redes de distribuição.

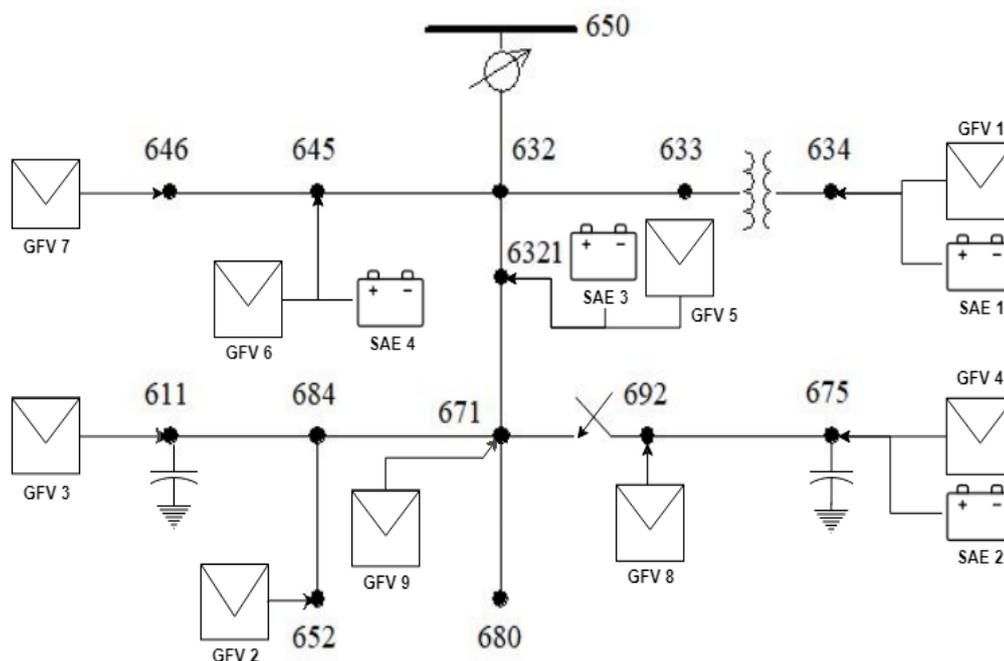
Existem 7 casos que serão avaliados neste trabalho. O caso 1 consiste na modelagem do caso teste com o incremento de curvas de carga. Nos casos 2, 3 e 4 serão incluídas gerações distribuídas em 3 graus de penetração no sistema. Nos casos 5, 6 e 7 serão incluídos bancos de baterias aos casos 2, 3 e 4. Conforme há necessidade de solucionar eventos de fluxo de potência reverso nas barras do sistema.

#### 4.2.2 VALIDAÇÃO DO CASO TESTE

O alimentador teste do IEEE de 13 barras será modelado nas duas ferramentas computacionais, fazendo uso das mesmas informações elétricas. Os resultados disponibilizados pelo IEEE referem-se aos valores de fluxo e níveis de tensão em apenas um momento. Assim é possível uma avaliação das diferenças entre os resultados do IEEE com os resultados obtidos a partir da modelagem do sistema em ambos os softwares. Como o sistema IEEE treze barras é baseado em um sistema real, será necessária a modelagem minuciosa de cada elemento de acordo com o manual e informações disponibilizadas entre o IEEE. A diferença entre a modelagem no OpenDSS e do GridLAB-D deve se assemelhar dentro do possível as duas ferramentas computacionais.

A FIGURA 11 representa o diagrama unifilar do sistema teste com a adição dos locais de instalação das GFVs e dos SAEs das etapas seguintes.

FIGURA 11 – Sistema teste com disposição das instalações de GFVs e SAEs



FONTE: Adaptado de IEEE (2018)

A TABELA 7 a seguir representa quais entidades da FIGURA 11 serão utilizados em cada caso.

TABELA 7 – Indicação de conexões por caso de estudo

Casos	Interligações das GFVs e SAEs
1 Base	Nenhuma
2 Baixa penetração de GFV	GFV 1, GFV 2
3 Média penetração de GFV	GFV 1, GFV 2, GFV 3, GFV 4, GFV 5
4 Alta penetração de GFV	GFV 1, GFV 2, GFV 3, GFV 4, GFV 5, GFV 6, GFV 7, GFV 8 GFV 9
5 Baixa penetração de GFV + SAE	GFV 1, GFV 2 SAE 1
6 Média penetração de GFV + SAE	GFV 1, GFV 2, GFV 3, GFV 4, GFV 5 SAE 1, SAE 2, SAE 3
7 Alta penetração de GFV + SAE	GFV 1, GFV 2, GFV 3, GFV 4, GFV 5, GFV 6, GFV 7, GFV 8 GFV 9 SAE 1, SAE 2, SAE 3, SAE 4

FONTE: Os autores (2018)

#### 4.2.3 CASO 1 – CASO BASE

Uma vez que o caso teste foi validado, serão adicionadas curvas de cargas as cargas estáticas do caso teste. Entretanto, para que seja possível, a simulação

passará de estática para uma simulação quase-dinâmica diária, com intervalos de 30 em 30 minutos. As curvas de cargas serão adicionadas em barras do tipo PQ no sistema, apresentando comportamentos típicos de comércios e residências de média renda disponibilizados pelo trabalho de Yamakawa (2007). Os comportamentos típicos de cada barra exibidos na TABELA 8, onde os modelos PQ com consumo típico de unidade consumidora de média renda representam aproximadamente de 45 % da potência aparente total do sistema, seguido pelo modelo PQ de consumo comercial, que apesar de existir em apenas uma barra, é responsável por 35 % da potência aparente, restando 20 % para o comportamento das cargas de impedância e corrente constantes.

TABELA 8 – Atribuição de curvas de cargas às barras

Barras	Modelo de carga	Comportamento da carga em um dia útil típico
634	Y-PQ	Unidade consumidora de Média Renda
645	Y-PQ	Unidade consumidora de Média Renda
646	D-Z	Impedância constante
652	Y-Z	Impedância constante
671	D-PQ	Unidade Comercial
675	Y-PQ	Unidade consumidora de Média Renda
692	D-I	Corrente Constante
611	Y-I	Corrente Constante
6321	Y-PQ	Unidade consumidora de Média Renda

FONTE: Os autores (2018)

Vale ressaltar que nenhuma das GFVs será implementada neste caso. Assim será possível simular o fluxo de potência no circuito e comparar os resultados atingidos através dos dois softwares. Os resultados esperados são pontos críticos de tensão nas barras com as curvas de carga introduzidas ao sistema, o fluxo de potência na saída do alimentador, atuação nos taps do regulador de tensão e as perdas ativas totais nas linhas e transformadores.

#### 4.2.4 CASOS 2, 3 E 4 - CASOS COM PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

De posse da adição de curvas de carga ao caso base, serão então adiciona-

das GFVs distribuídas em diferentes graus de implantação. Estas GFVs seguem modelos determinísticos, ou seja, a simulação levará consideração as condições de irradiância e temperatura de um histórico específico e não a variabilidade probabilística de um sistema real. Fontes renováveis como GFVs são intermitentes e sensíveis a condições climáticas do momento de operação, portanto o comportamento é imprevisível, mas o dado histórico de um dia sem eventos climáticos extremos pode-se verificar um comportamento padrão para uma região, porém sabendo-se que há a questão de sazonalidade climática que muda as condições com o decorrer do ano. Na ferramenta GridLAB-D há a presença de modelos de GFVs padronizados que possibilitam a alteração das dimensões e configurações dos painéis solares para que ocorra a geração necessária. Além disso, o modelo desta ferramenta faz uso de dados meteorológicos reais de um dado dia referentes à região de Spokane em Washington - EUA. Tais informações repercutem em um comportamento em que há geração entre os horários de 5h00min e 19h30min, com um pico de geração por volta de 12h00min. Tais curvas servirão de modelo para que sejam implantadas nas GFVs no software OpenDSS que atua com um modelo de curva de irradiância, temperatura e eficiência do sistema GFV variável para certas condições climáticas.

A modelagem destas GFVs será realizada por meio de sua potência máxima de geração, para que atinja os níveis de potência desejados em cada caso de estudo, além da utilização de fator de potência unitário, ou seja, há um fornecimento apenas de potência ativa por parte das GFVs.

O caso 2 com baixa penetração de GFV representará cerca de 10 % da carga ativa total instalada do sistema, o caso 3 com média penetração de GFV alcançará cerca de 35 % da carga ativa total instalada e alta penetração de GFV com cerca de 70 % da carga ativa total instalada do sistema.

A seleção destas barras candidatas à instalação de GD será realizada a partir da listagem das cargas presentes no sistema com apenas 70% de sua capacidade ativa máxima. A partir desta lista, serão arranjadas as barras que juntas somam os graus de penetração da GFV do caso requerido. Por exemplo, no caso 2, apenas a capacidade de 70 % de duas barras resultou em aproximadamente 10 % da carga total do sistema, portanto, estas barras serão utilizadas para alocação de GFV. No caso 3, 70% de um conjunto de 5 barras do sistema originou cerca de 33 % da carga total instalada, então estas serão as barras candidatas à alocação de GFV neste caso. Por fim, serão alocadas GFV em todas as barras com cargas do sistema, re-

sultando em 9 barras no caso 4. Embora por conveniência da modelagem dos sistemas as proporções da potência das GFVs não representam exatamente os valores planejados, mas um valor aproximado. Essa distribuição pode ser observada na TABELA 9.

TABELA 9 – Potencial de GFV por caso por barra

Barra	Carga Trifásica [kW]	70% da Pot. da Carga [kW]	Pot. GFV Caso 1 [kW]	Pot. GFV Caso 2 [kW]	Pot. GFV Caso 3 [kW]
634	400	280	280	280	280
645	170	119	-	-	90
646	230	161		-	160
652	128	89,6	90	90	90
671	1.155	808,5	-	-	890
675	843	590,1	-	560	560
692	170	119	-	-	120
611	170	119	-	120	120
632 - 671	200	140	-	90	90
Total	3.466	2.426,2	370	1.140	2.400
Proporção da carga total	100%	70%	10,68%	32,89%	69,24%

FONTE: Os autores (2018)

Nesta etapa, caso a caso será comparado ao caso base, de modo a verificar as influências nos níveis críticos de tensão nas barras, influência na operação dos taps do regulador de tensão, fluxo de potência na saída do alimentador e perdas totais ativas.

#### 4.2.5 CASOS 5, 6 E 7 - CASOS COM GERAÇÕES FOTOVOLTAICAS E BATERIAS

Nestes casos, depois de realizada a correta alocação das GFVs, será realizada a alocação de SAEs nas barras em que houver excedente de GFV, ou seja, nos momentos que há um fornecimento de energia maior que a demanda local. O caso 5 consistirá na alocação de SAEs nas barras do caso 2 que ocorrerem excedentes de geração. No caso 6, de modo semelhante, será realizada a alocação de SAEs nas barras do caso 3 em que ocorra geração excedente, por parte das GFVs.

Por fim, no caso 7 será realizada a alocação de SAEs no caso 4, em que há GFV em todas as barras com carga do sistema, de maneira similar aos casos 5 e 6, apenas em barras que houver excedente de geração. O dimensionamento do SAE se dará para cada caso de GFV que ultrapasse a demanda da carga, de forma que o pico de potência reverso seja a potência de entrada da SAE e o período em que ocorre fluxo de potência reverso multiplicado pela potência do SAE a capacidade da bateria, conforme as equações 1 e 2.

$$P_{SAE} = P_{Pico}(P_{Rev}) \quad (1)$$

$$E_{SAE} = P_{SAE} \times (t_{rev}(início) - t_{rev}(fim)) \quad (2)$$

Onde:

$P_{SAE}$  – Potência nominal do SAE em kW

$P_{rev}$  – Potência do período de fluxo de reverso na barra em kW

$E_{SAE}$  – Capacidade de armazenamento nominal da SAE em kWh

$t_{rev}$  – Momento de fluxo reverso de potência na barra em horas

A modelagem destas SAEs se dará da seguinte forma, nas ferramentas computacionais existem modelos padronizados de comportamentos de SAEs com baterias, com curvas de carga e descarga podendo ser controlada a partir de uma leitura do fluxo na barra de instalação. Entretanto, neste caso em estudo será realizada uma implantação mais simplificada, com comportamento das SAEs atuando de maneira que em momentos de carga e descarga, atue com uma potência constante durante todo o período programado. A potência de carga será estimada a partir de um valor necessário para que não haja excedente de geração. Esta potência distribuída durante o período de carregamento resultará na capacidade da bateria. Por fim, a potência de descarga será determinada a partir do descarregamento completo desta capacidade em um período de descarga com fator de potência unitário. A reserva mínima de energia dos SAEs será definida como 0, o que não ocorre em sistemas reais.

#### 4.2.6 RECURSOS NECESSÁRIOS

Para o desenvolvimento do projeto, alguns recursos fazem-se necessários, como:

- Acesso à ferramenta computacional OpenDSS.

- Acesso à ferramenta computacional GridLAB-D.
- Acesso à ferramenta computacional MATLAB.
- Acesso à ferramenta computacional Microsoft Excel.
- Acesso a periódicos internacionais pertinentes ao tema.

#### 4.2.7 RESULTADOS FUNDAMENTAIS A SEREM ATINGIDOS

Os resultados a serem atingidos partem da comparação entre os estágios de aplicação das diferentes tecnologias gradualmente, atrelados às avaliações de seus impactos na rede, sendo eles:

- a) Validação da simulação do alimentador em seu estado disponibilizado e de seus parâmetros elétricos.
- b) Análise da simulação do alimentador com a inserção de curvas de carga em comparação com os resultados obtidos com as duas ferramentas de simulação.
- c) Análise da simulação do alimentador com a inserção de geração de energia elétrica por meio de fontes de energia renováveis (de natureza solar) em comparação com os resultados do item b em cada ferramenta de simulação.
- d) Análise da simulação do alimentador com a inserção de sistemas de armazenamento de energia elétrica com baterias em comparação com os resultados do item c em cada ferramenta de simulação, visando eliminar eventuais casos de fluxo de potência reverso nas barras.
- e) Principais diferenças entre as duas ferramentas de simulação.

## 5 TESTE E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste capítulo são exibidos os resultados obtidos através da modelagem nos dois softwares dos casos em estudo, bem como uma análise referente a cada caso.

### 5.1 VALIDAÇÃO DAS FERRAMENTAS

As ferramentas computacionais resolvem o fluxo de potência através dos elementos do sistema elétrico modelados em linhas de código. Para averiguar a viabilidade do uso dos softwares foi modelado o sistema IEEE 13 barras com uma solução estática, sendo os resultados das simulações comparados aos dados de manual. Como critério de validação foram observadas as tensões nas barras e os resultados para o OpenDSS e GridLAB-D encontra-se apresentados nas TABELA 10 e TABELA 11 respectivamente, demonstrando a diferença do simulado com a referência de manual.

TABELA 10 – Diferenças entre resultados do OpenDSS e IEEE

Diferenças entre resultados do OpenDSS e IEEE 13 <i>Standard</i>						
Nó	Tensão Fase A	Ângulo Fase A	Tensão Fase B	Ângulo Fase B	Tensão Fase C	Ângulo Fase C
650	-0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,01%	0,00%
REG	-0,61%	0,00%	-1,20%	0,00%	-1,19%	0,00%
632	-0,65%	0,40%	-1,25%	0,07%	-1,32%	-0,03%
633	-0,66%	1,56%	-1,26%	0,02%	-1,33%	-0,02%
634	-0,69%	2,17%	-1,31%	0,07%	-1,38%	-0,03%
645			-1,28%	0,00%	-1,32%	-0,05%
646			-1,27%	0,02%	-1,32%	-0,08%
671	-0,69%	1,89%	-1,25%	0,05%	-1,45%	-0,10%
680	-0,69%	1,89%	-1,25%	0,05%	-1,45%	-0,10%
684	-0,69%	1,50%			-1,46%	-0,10%
611					-1,47%	-0,07%
652	-0,69%	0,95%				
692	-0,69%	1,69%	-1,25%	0,05%	-1,44%	-0,10%
675	-0,69%	0,72%	-1,26%	0,07%	-1,45%	-0,11%

FONTE: Os autores (2018)

TABELA 11 – Diferenças entre resultados do GridLAB-D e IEEE

Diferenças entre resultados do GridLAB-D e IEEE 13 <i>Standard</i>						
Nó	Tensão Fase A	Ângulo Fase A	Tensão Fase B	Ângulo Fase B	Tensão Fase C	Ângulo Fase C
650	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
REG	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
632	0,01%	-0,06%	-0,03%	0,00%	0,12%	-0,04%
633	0,01%	-0,27%	-0,03%	0,00%	0,12%	-0,03%
634	0,01%	-0,03%	-0,04%	0,00%	0,12%	-0,03%
645			-0,04%	0,00%	0,12%	-0,04%
646			-0,03%	0,00%	0,12%	-0,04%
671	0,02%	-0,11%	-0,06%	0,01%	0,25%	-0,07%
680	0,02%	-0,11%	-0,06%	0,01%	0,25%	-0,07%
684	0,02%	-0,13%			0,26%	-0,09%
611					0,27%	-0,10%
652	0,17%	-0,95%				
692	0,02%	-0,31%	-0,06%	0,01%	0,26%	-0,07%
675	0,02%	-0,30%	-0,06%	0,00%	0,26%	-0,07%

FONTE: Os autores (2018)

Como a maior diferença para o GridLAB-D foi menor que 1% e para o OpenDSS pouco maior que 2% para o ângulo de tensões, de uma fase em uma barra específica, as ferramentas computacionais foram consideradas adequadas e os sistemas modelados próximos o suficiente do modelo de manual.

## 5.2 RESULTADOS GRIDLAB-D

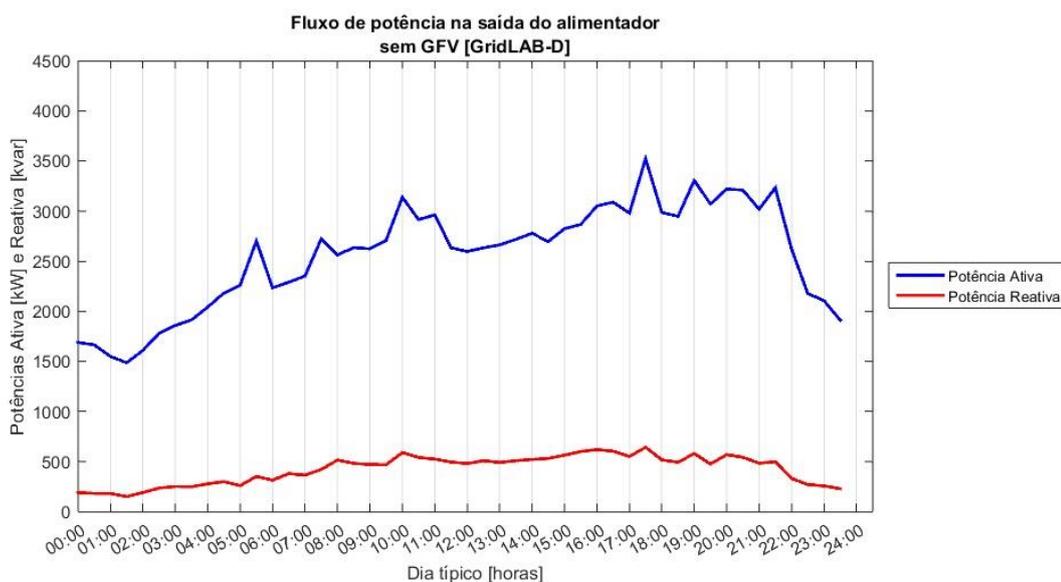
Foi simulado na ferramenta computacional GridLAB-D, como previamente anunciado, o sistema modelo IEEE 13 barras. São ao todo sete casos diferentes, que apresentam diferentes cenários do ponto de vista elétrico. Neste capítulo serão apresentados resultados gráficos e numéricos que expressam algumas das grandezas pertinentes obtidas com as simulações.

## 5.2.1 CASO 1 - BASE

### 5.2.1.1 POTÊNCIA DE SAÍDA DO SISTEMA

Observa-se na FIGURA 12 a potência trifásica de saída do sistema para o caso base do modelo, com as cargas ponderadas pelas curvas de carga. A potência demandada no horário de maior incidência solar, em torno de 12h00min, encontrou valores de 2.598 kW de potência ativa e 481 kvar de potência reativa, atingindo pico de potência demandada do alimentador registrado às 17h30min, resultando em potências em torno de 3.523 kW e 653 kvar. Devido à natureza dos comportamentos das cargas, esperava-se uma demanda maior nos horários ao fim do dia, entre 17h e 22h, com um consumo menor nos outros momentos do dia, entretanto, a parcela de consumo comercial altera este comportamento. A curva de carga comercial se comporta de maneira diferente à unidade consumidora de média renda, pois ela apresenta uma alta demanda durante as horas em que os comércios usualmente operam, ou seja, em torno das 8h às 17h, e uma demanda menor em outras horas do dia. Desta maneira, o fluxo de potência na entrada do alimentador possui um perfil próximo a um consumo comercial, porém com uma elevação nos horários entre 17h e 22h. Além disso, o consumo diário está em torno de 60 MWh.

FIGURA 12 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 1 (GridLAB-D)



FONTE: Os autores (2018)

### 5.2.1.2 TENSÃO NAS BARRAS

O termo de valores críticos de tensão, conforme observado na TABELA 12, refere-se aos níveis máximos e mínimos das tensões em cada fase, nesta tabela estão dispostos os valores mínimos e máximos das tensões, juntamente ao horário e barra em que estes extremos acontecem.

Ao verificar os níveis de tensão nas barras do sistema, notou-se que na fase C da barra 611 houve o menor valor de tensão alcançando a marca de 0.9499 p.u. às 19h00min, traduzido ao fato de que consiste no horário de pico do sistema, onde há uma demanda maior, causando um afundamento de tensão não corrigido pelo regulador de tensão. Por outro lado, o maior valor de nível de tensão ocorreu às 17h30min com magnitude de 1.0431 p.u. na fase B da barra 675. Este resultado, por sua vez, denota a influência na elevação do nível de tensão que o banco de capacitores instalado em sua barra produz. Resultados estes dispostos na TABELA 12.

TABELA 12 – Valores críticos de tensão para o caso 1 (GridLAB-D)

Limites	Fase	Barra	Valores críticos de tensão (p.u.)	Horário
Mín.	A	652	0,9554	10h00min
	B	646	0,9921	12h00min
	C	611	0,9499	19h00min
Máx.	A	6321	1,0088	23h30min
	B	675	1,0431	17h30min
	C	645	0,9982	23h00min

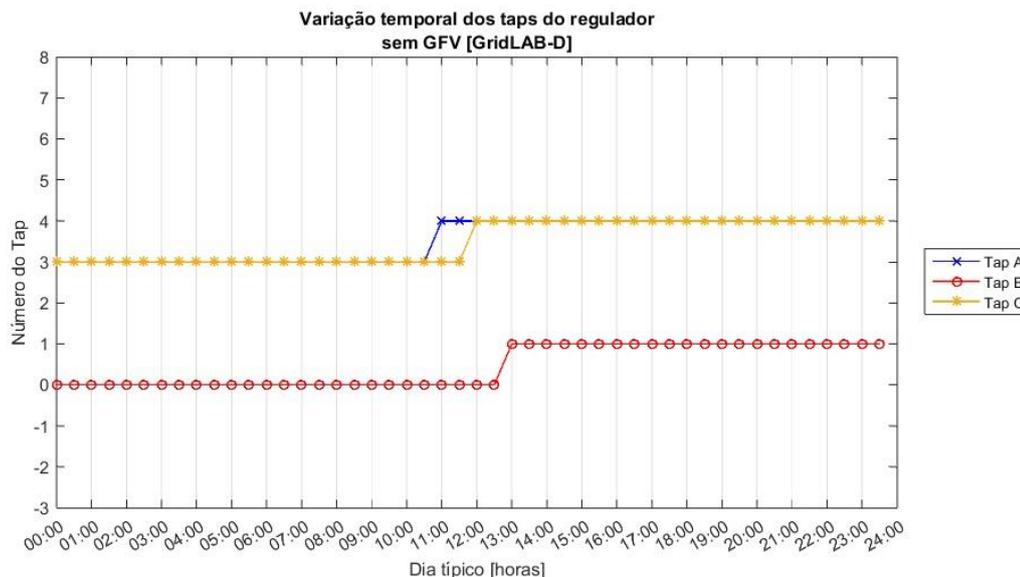
FONTE: Os autores (2018)

### 5.2.1.3 TAPS DO REGULADOR DE TENSÃO

A medida que a demanda de potência aumenta no decorrer do dia, como visto no fluxo de potência da saída do alimentador, faz-se necessário a atuação do regulador de tensão para que os níveis de tensão nas barras não atinjam níveis abaixo do desejado. Conforme é possível observar na FIGURA 13 a seguir, os *taps* das três fases mantêm-se os mesmos iniciais até às 10h30min onde há um aumento da demanda no sistema, que por sua vez responde diminuindo os níveis de tensão. Desta maneira, os *taps* do regulador de tensão elevam seus valores para compensação destas fases com abaixamento do nível de tensão. A Fase B, se apresentar como a

fase menos carregada, possui os maiores níveis de tensão, implicando em valores menores de *taps* do regulador (níveis 0 e 1). As fases A e C carecem de níveis superiores para sustentação dos níveis de tensão dentro dos esperados, alterando seus *taps* de *tap* 3 para *tap* 4.

FIGURA 13 – Variação dos taps do RT para o caso 1 (GridLAB-D)



FONTE: Os autores (2018)

#### 5.2.1.4 PERDAS

As perdas elétricas ativas foram mensuradas do ponto de vista da saída do alimentador, portanto, majoritariamente perdas em transformadores e linhas de transmissão foram as principais responsáveis para os valores alcançados. Neste caso base, os maiores momentos de perda energética ocorreram nos horários de maior demanda, totalizando em uma perda energética por volta de 1.545 kWh no decorrer de todo o dia, o que representa uma perda de 2.58 % do consumo típico diário.

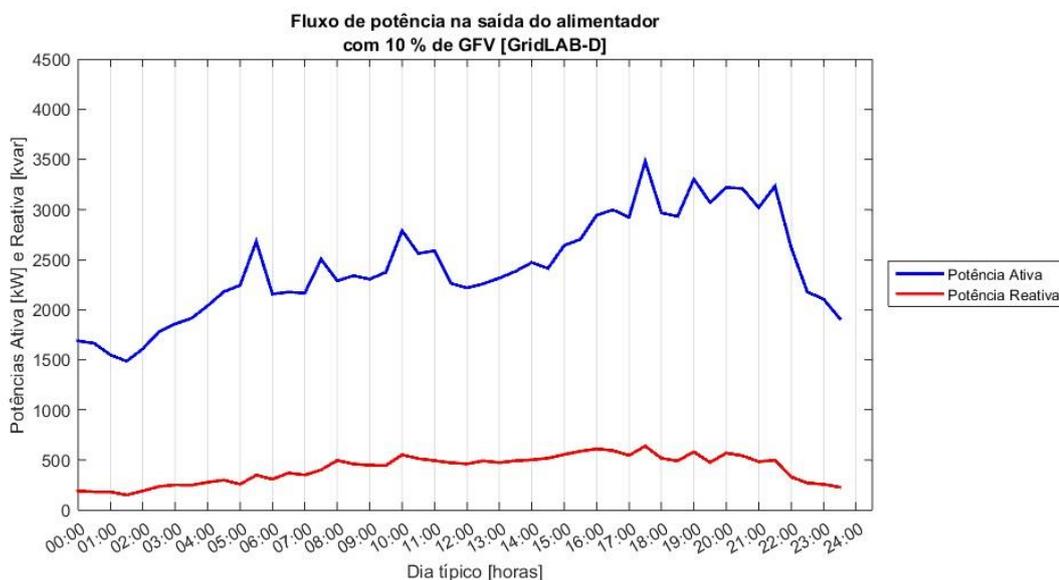
#### 5.2.2 CASO 2 - BAIXA PENETRAÇÃO PV

##### 5.2.2.1 POTÊNCIA DE SAÍDA DO SISTEMA

Disposto na FIGURA 14 observa-se a potência de saída do sistema para o caso de baixa penetração de energia renovável, ou seja, aproximadamente 10% da

potência ativa instalada das cargas foi implantada de GFV. Observa-se que o pico de demanda ativa se mantém às 17h30min com valor demandado de potência ativa de 3.481 kW e potência reativa de 639 kvar, entretanto com uma diminuição considerável da demanda nos horários em que as GFVs estão contribuindo no fornecimento ativo de potência. No período de 12h00min a demanda atingiu a marca de 2.218 kW, que, confrontado ao caso base neste mesmo período, apresentou uma redução por volta de 380 kW na potência ativa demandada. Resultados estes que eram esperados, visto que neste caso há um acréscimo de GFV na ordem de 370 kWp neste período do dia.

FIGURA 14 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 2 (GridLAB-D)



FONTE: Os autores (2018)

### 5.2.2.2 TENSÃO NAS BARRAS

A TABELA 13 evidencia que as barras que possuíam valores críticos ao sistema no caso base mantiveram-se as mesmas neste caso, entretanto com uma leve redução na sua magnitude, onde a menor magnitude de tensão no decorrer do dia foi encontrada na fase C da barra 611 com valor de 0,9498 p.u. às 19h00min, representando um decréscimo de 0,0001 p.u. comparado ao caso base. Por outro lado, a maior magnitude resultante foi a fase B da barra 675 alcançando a marca de 1,0427 p.u. às 17h30min, com redução de 0,0004 p.u. na magnitude desta mesma barra no caso base. Ocorreu também a aparição da barra 675 como um dos menores valores de tensão na fase A. Os horários em que estes valores críticos foram encontrados

se mantiveram os mesmos do caso base, haja vista que houve um incremento de baixo de GFV e que nestes momentos críticos de fim de dia há uma colaboração pequena dos GFVs no fornecimento, não ocorreram alterações expressivas em relação ao caso base.

TABELA 13 – Valores críticos de tensão para o caso 2 (GridLAB-D)

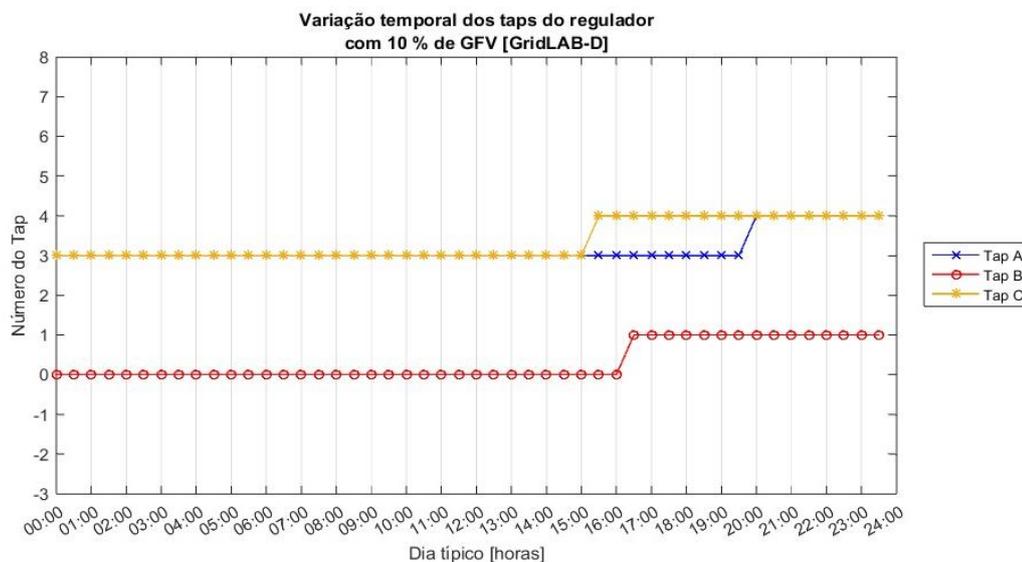
Limites	Fase	Barra	Valores críticos de tensão (p.u.)	Horário
Mín.	A	675	0,9566	17h30min
	B	646	0,9890	13h30min
	C	611	0,9498	19h00min
Máx.	A	6321	1,0088	23h30min
	B	675	1,0427	17h30min
	C	645	0,9982	23h00min

FONTE: Os autores (2018)

### 5.2.2.3 TAPS DO REGULADOR DE TENSÃO

A variação dos *taps* no regulador de tensão neste caso com baixa penetração GFV manteve-se com apenas uma alteração durante o dia, sendo que os *taps* da fase A e C mantiveram-se com valor 3 até o momento de 15h00min e 19h30min, respectivamente, onde se alteraram para o valor 4. O *tap* da fase B, por sua vez, não apresentou necessidade de atuação até o momento de uma elevação na demanda, em torno de 16h00min, onde se alterou para o valor 1. Os valores atingidos pelos *taps* neste caso foram os mesmos do caso base, entretanto, devido ao incremento de uma GFV, a necessidade da alteração dos *taps* para manutenção da queda nos níveis de tensão foi adiada para momentos ao final do dia, em que a GFV já não contribui expressivamente no fornecimento, conforme exibido na FIGURA 15.

FIGURA 15 – Variação dos taps do RT para o caso 2 (GridLAB-D)



FONTE: Os autores (2018)

#### 5.2.2.4 PERDAS

A totalidade das perdas ativas elétricas diárias neste caso alcançou o valor de 1.436 kWh, entre perdas nas linhas e transformadores, responsável por 2,39 % da energia diária deste sistema. Ao confrontar tal resultado com o caso base, é possível notar que houve um decréscimo de 109 kWh, significando a redução estimada de 0,19% nas perdas. Redução esta que devido ao incremento da GFV há uma redução no fluxo de potência demandado do alimentador, impactando em menores fluxos percorrendo as linhas e transformadores e com isso menores valores de perdas ativas elétricas.

#### 5.2.3 CASO 3 - MÉDIA PENETRAÇÃO PV

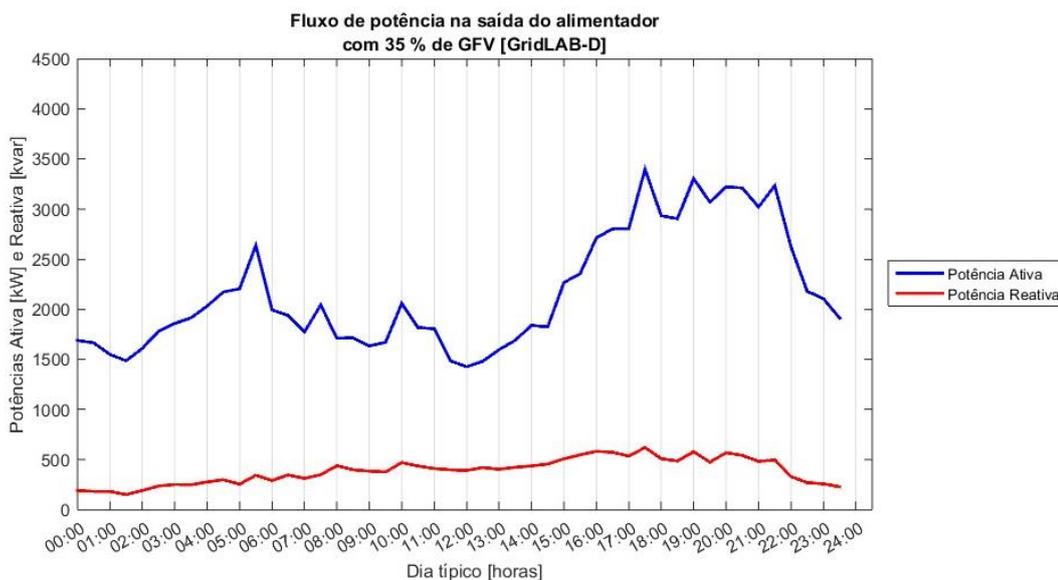
##### 5.2.3.1 POTÊNCIA DE SAÍDA DO SISTEMA

Exibido na FIGURA 16 observa-se a potência de saída do sistema para o caso de média penetração de energia renovável, ou seja, em torno de 35% da potência ativa instalada das cargas foi implantada de GFV divididas entre algumas barras. Observa-se que o pico de demanda ativa se mantém imutável às 17h30min com valor demandado de potência ativa de 3.392 kW e potência reativa de 628 kvar. Entretanto, comparado ao caso de baixa penetração, há uma diminuição esperada devido ao incremento da parcela de fornecimento das GFVs.

No período de 12h00min a demanda atingiu a marca de 1.426 kW, que confrontado ao caso base neste mesmo período, apresenta uma redução por volta de 1.172 kW na potência ativa demandada. Resultados estes que eram esperados, visto que neste caso há um acréscimo de GFV na ordem de 1.140 kWp neste horário.

Com relação à variação entre este caso e o de baixa penetração, houve um acréscimo de 25 % de GFV, devido à adição de fontes geradoras em 3 barras do sistema, que somadas representam uma potência máxima de geração de 770 kW. Houve uma repercussão na diminuição de 792kW na demanda no horário de 12h00min em relação ao caso 2 sendo que, além da diminuição da capacidade de fornecimento dos GFVs adicional, ocorreu um alívio de pelo menos 22 kW no fluxo de potência ativa do alimentador devido a redução de perdas ativas do sistema, pelo menor fluxo de potência entre a saída do alimento e as barras.

FIGURA 16 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 3 (GridLAB-D)



FONTE: Os autores (2018)

### 5.2.3.2 TENSÃO NAS BARRAS

A TABELA 14 confirma que novamente não ocorreu alteração nas barras que possuem os valores máximos e mínimos de tensão registrados, entretanto houve um aumento no nível de tensão da fase B da barra 675, que manteve o maior pico de tensão do sistema, atingindo a marca de 1,0434 p.u. às 17h30min. Na fase C da barra 611 ocorreu uma redução de 0,0025 p.u. no nível de tensão, assumindo o

valor de 0,9473 p.u. neste mesmo horário. Adicionalmente, ocorreu a alteração da barra 645 para a 634, como a que apresentou o maior nível de tensão na fase C.

TABELA 14 – Valores críticos de tensão para o caso 3 (GridLAB-D)

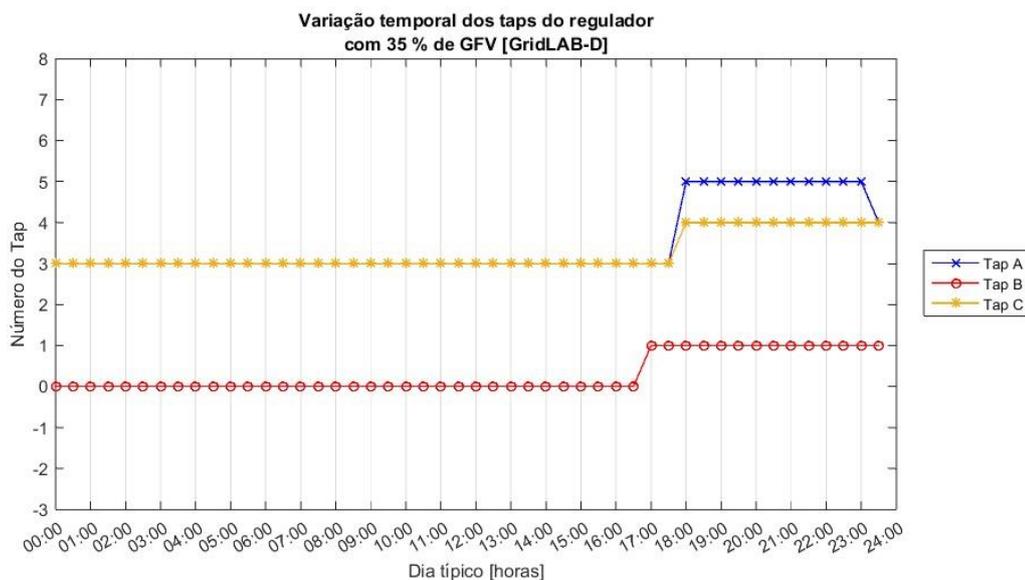
Limites	Fase	Barra	Valores críticos de tensão (p.u.)	Horário
Mín.	A	675	0,9571	17h30min
	B	646	0,9917	16h00min
	C	611	0,9473	17h30min
Máx.	A	6321	1,0131	20h00min
	B	675	1,0434	17h30min
	C	634	1,0002	09h30min

FONTE: Os autores (2018)

### 5.2.3.3 TAPS DO REGULADOR DE TENSÃO

É possível observar com a evolução da penetração de GFVs, a necessidade de chaveamento dos *taps* para compensação da queda no nível de tensão é postergado. Conforme se pode verificar, na FIGURA 17, a alteração do nível do *tap* da fase B ocorre às 16h30min. Assim como os *taps* das fases A e C se mantêm os mesmos até o horário de 17h30min, onde há a ocorrência do pico de demanda do sistema, incidindo em uma necessidade de atuação do regulador para amparo do nível de tensão. Neste momento, o *tap* da fase C altera seu nível de valor 3 para 4, e o *tap* da fase A altera seu valor de 3 para 5. Vale ressaltar que os pontos críticos de tensão encontrados no tópico anterior referem-se ao momento em que são percebidos pelo regulador de tensão e o mesmo realiza os chaveamentos.

FIGURA 17 – Variação dos taps do para o caso 3 (GridLAB-D)



FONTE: Os autores (2018)

#### 5.2.3.4 PERDAS

Conforme se observa com o incremento do nível de GFV no sistema, há uma clara diminuição nas perdas ativas totais, visto que há uma atuação com fator de potência unitário por parte das GFVs. Neste caso, o somatório das perdas ativas diárias foi de 1.246 kWh, representando 2,08 % da energia diária. Em relação ao caso base, ocorreu uma diminuição de 299 kWh de perdas de energia e em relação ao caso de baixa penetração de GFVs houve uma diminuição de 190 kWh.

#### 5.2.4 CASO 3 - ALTA PENETRAÇÃO PV

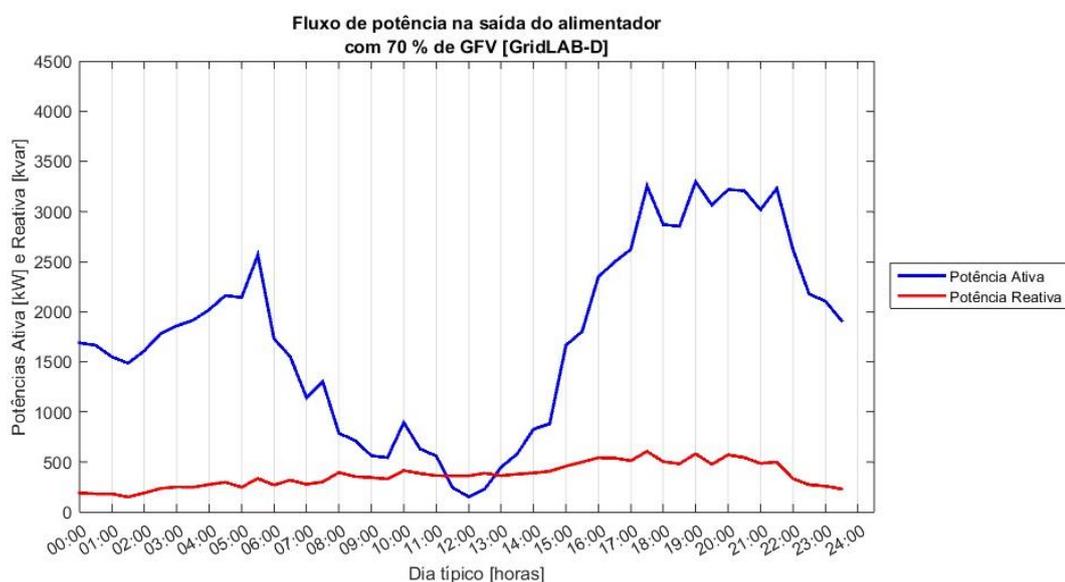
##### 5.2.4.1 POTÊNCIA DE SAÍDA DO SISTEMA

A FIGURA 18 mostra a potência de saída do sistema para o caso de alta penetração de energia renovável, com penetração de 70 % da potência ativa instalada das cargas implantada como GFV dividida entre todas as barras que possuem cargas. No pico de demanda ativa ocorre uma alteração de horário e valor, pois às 19h00min há uma demanda de potência ativa de 3.298 kW e potência reativa de 582 kvar. A tradução desta alteração se dá pelo fato da colaboração na geração que as GFVs possuem no horário de 17h30min, o nível de penetração se tornou tão eleva-

do que reduziu o valor da demanda neste horário até que ocorreu a alteração do horário de maior demanda ativa.

No período de 12h00min a demanda atingiu a marca de 162 kW, que confrontado ao caso base neste mesmo período, houve uma redução por volta de 2.436 kW na potência ativa demandada. Esperava-se uma diminuição nesta ordem com um incremento de GFV neste horário de 2.400 kWp. Além disso, neste mesmo horário ocorre uma situação em que há demanda de potência reativa maior que demanda de potência ativa, prejudicando o fornecimento por parte do alimentador no quesito de FP.

FIGURA 18 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 4 (GridLAB-D)



FONTE: Os autores (2018)

#### 5.2.4.2 TENSÃO NAS BARRAS

Os resultados da TABELA 15 exibem que, assim como vêm ocorrendo, as barras que possuem os valores máximos e mínimos de tensão mantêm-se as mesmas, porém houve mudança no nível de tensão horário críticos, onde há maior demanda de potência no sistema (entre 17h00min e 22h00min). A fase B da barra 675, que manteve o maior pico de tensão do sistema, atingiu a magnitude de tensão de 1,0484 p.u. às 10h00min, reflexo da influência na elevação do nível de tensão que a GFV propicia. Na fase C da barra 611, ocorreu o menor nível de tensão, mas com aumento de 0,0014 p.u., assumindo a magnitude de 0,9484 p.u. no horário de

17h30min. Neste caso também, a barra 634 apareceu como proprietária dos maiores níveis de tensão das fases A e C, e o menor nível de tensão na fase B.

TABELA 15 – Valores críticos de tensão para o caso 4 (GridLAB-D)

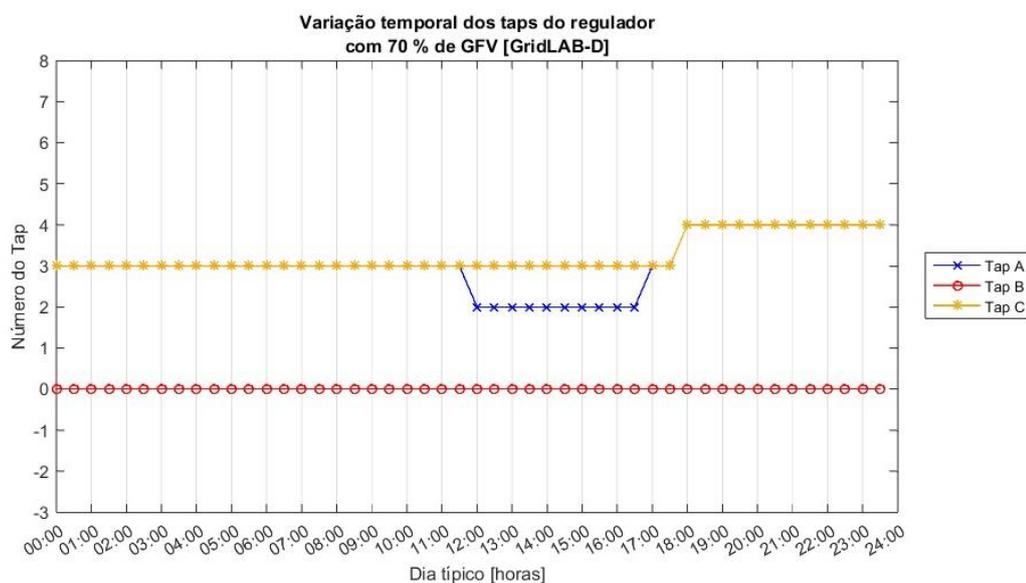
Limites	Fase	Barra	Valores críticos de tensão (p.u.)	Horário
Mín.	A	675	0,9583	17h30min
	B	634	0,9893	18h30min
	C	611	0,9487	17h30min
Máx.	A	634	1,0162	11h30min
	B	675	1,0484	10h00min
	C	634	1,0010	09h30min

FONTE: Os autores (2018)

### 5.2.4.3 TAPS DO REGULADOR DE TENSÃO

Conforme se pode verificar, na FIGURA 19 abaixo, os *taps* das fases A e C se mantêm os mesmos (*tap* 3) até o horário de 11h30min, onde há a ocorrência da contribuição expressiva das GFVs, levando a um aumento nos níveis de tensão do sistema, e em especial o *tap* da fase A é reduzido para que o nível de tensão seja controlado. Após isso, no horário das 17h30min, os *taps* das fases A e C são elevados para o valor 4 para conter a redução do nível de tensão com o aumento da demanda. O *tap* da fase B mantém-se imutável durante todo o dia.

FIGURA 19 – Variação dos *taps* do RT para o caso 4 (GridLAB-D)



FONTE: Os autores (2018)

#### 5.2.4.4 PERDAS

Com a implantação de uma alta penetração de GFVs há o menor registro de perdas ativas diárias até o momento, com a marca de 1.094 kWh, responsável por apenas 1,82 % da energia diária desse sistema. Confrontado ao caso base, há uma redução de 451 kWh de perdas ativas. Fato este que comprova a efetividade da GFV na diminuição de perdas no sistema.

#### 5.2.5 CASO 4 - BAIXA PENETRAÇÃO PV E SAE

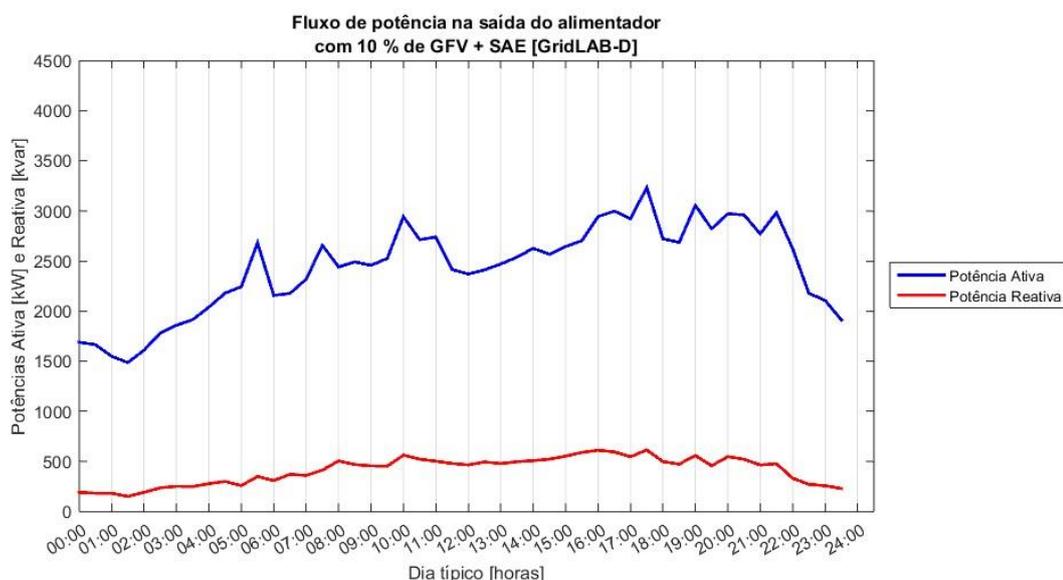
##### 5.2.5.1 POTÊNCIA DE SAÍDA DO SISTEMA

Exibido na FIGURA 20, está o fluxo potência demandado do alimentador do sistema para o caso de baixa penetração de GFV com adição de SAE com baterias. Estes SAEs foram dimensionados e utilizados de modo que se carreguem quando houver excedente de geração nas barras e se descarreguem nos momentos de alta demanda do sistema, entre 17h30min e 22h30min.

Dito isso, nota-se que o pico de demanda ativa possui o valor em torno de 3.233 kW no horário de 17h30min, com redução de 248 kW em relação ao caso de baixa penetração sem adição de SAE. Esta redução na demanda entre os horários de 17h30min e 22h30min está diretamente ligada à atuação da descarga dos SAEs.

No horário de 12h30min, verificou-se uma demanda ativa de 2.372 kW, resultando em uma demanda de 154 kW maior que o caso de baixa penetração sem incremento de SAE. Este valor representa o momento em que há demanda da bateria para que seja realizado o carregamento da mesma, pois, como o carregamento não possui um sistema de controle para carregá-la somente com o excedente da GFV, há um consumo de energia proveniente do alimentador também.

FIGURA 20 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 5 (GridLAB-D)



FONTE: Os autores (2018)

### 5.2.5.2 TENSÃO NAS BARRAS

A partir da TABELA 16 é possível verificar que o nível de tensão, comparado ao caso de baixa penetração, elevou-se nos horários que coincidiram com o período de descarga da SAE e diminuíram nos horários coincidentes ao período de carga da SAE. Em resposta a esses comportamentos verifica-se que em momentos de descarga, há um alívio do fluxo percorrendo as linhas, elevando o nível de tensão. Por outro lado, o carregamento da bateria implica em uma elevação da demanda neste horário, portanto diminuindo o nível de tensão. Ainda assim, às 17h30min a barra 675 exibiu o maior nível de tensão na fase B, com valor de 1,043 p.u. e a barra 611, agora com níveis dentro dos especificados pelo PRODIST módulo 8, apresentou nível de tensão de 0,9514 p.u. no horário de 19h00min.

TABELA 16 – Valores críticos de tensão para o caso 5 (GridLAB-D)

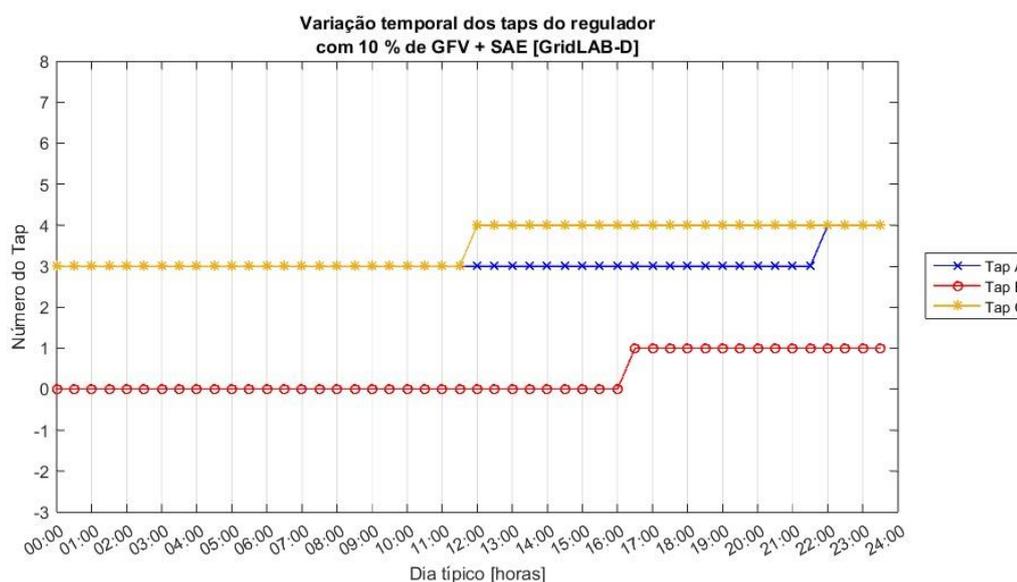
Limites	Fase	Barra	Valores críticos de tensão (p.u.)	Horário
Mín.	A	675	0,9584	17h30min
	B	646	0,9887	13h30min
	C	611	0,9514	19h00min
Máx.	A	6321	1,0088	23h30min
	B	675	1,0430	17h30min
	C	645	0,9982	23h00min

FONTE: Os autores (2018)

### 5.2.5.3 TAPS DO REGULADOR DE TENSÃO

A FIGURA 21 em sequência mostra que o comportamento *taps* do regulador sofreram os mesmos níveis de variação em relação ao caso de baixa penetração, entretanto houve necessidade de operação na fase C às 11h30min, devido ao momento em que a SAE está se carregando, demandando potência da rede além da potência fornecida pela GFV. Além disso, adiou-se a alteração do *tap* (de nível 3 para 4) da fase A para o momento após o descarregamento completo da SAE. Por fim, o comportamento do *tap* da fase B exibiu-se idêntico ao caso de baixa penetração.

FIGURA 21 – Variação dos *taps* do RT para o caso 5 (GridLAB-D)



FONTE: Os autores (2018)

### 5.2.5.4 PERDAS

As perdas integralizadas ativas aferidas neste caso foram de 1.417 kWh, resultando em uma diminuição de 19 kWh em relação ao caso de baixa penetração. A implantação da SAE foi a responsável por este resultado, pois, no momento de pico do sistema, onde as maiores perdas são contabilizadas, ocorre a descarga da energia armazenada pelo banco de baterias, contribuindo na redução da perda total do sistema.

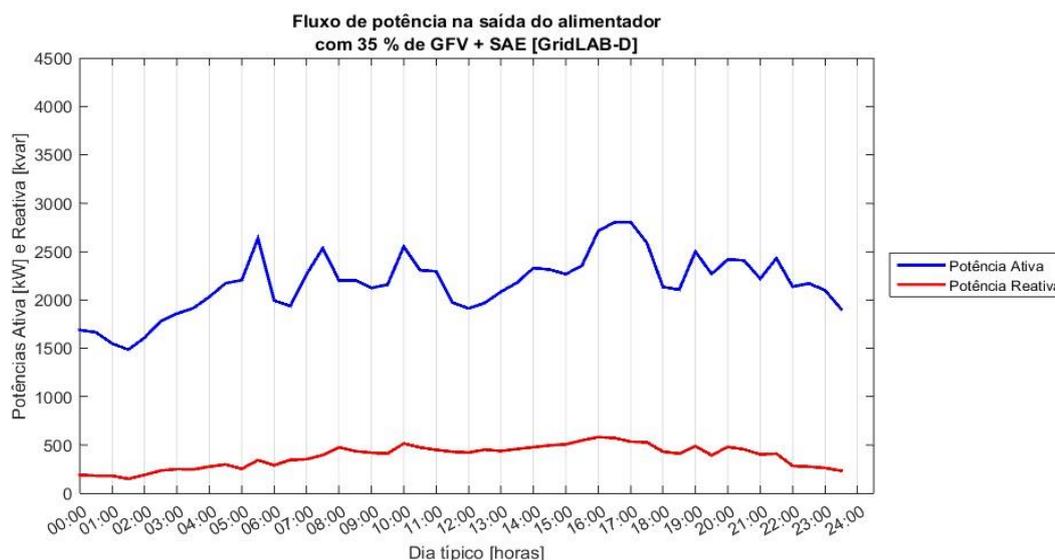
## 5.2.6 CASO 5 - MÉDIA PENETRAÇÃO PV E SAE

### 5.2.6.1 POTÊNCIA DE SAÍDA DO SISTEMA

Em conformidade com a FIGURA 22 adiante, o ponto de máxima potência ativa demandada ocorreu no horário de 17h00min com valor de 2.806 kW e esta redução de 586 kW em relação ao pico de demanda encontrado no caso de média penetração é devida a dois fatores principais. Primeiro ao fato de que há o início do descarregamento da energia armazenada pelo banco de baterias no horário de 17h30min, reduzindo a demanda neste horário e tornando o horário de 17h00min o com maior demanda. O segundo fato consiste em que a redução no valor da demanda ocorreu devido à atuação da GFV no fornecimento de energia, por mais que em pouca proporção, há este fornecimento ainda neste horário do dia.

No horário de 12h00min a demanda ativa medida foi de 1.913 kW, implicando em um aumento de 487 kW em relação ao mesmo período do caso de média penetração sem adição de SAE. Este aumento é devido ao carregamento da SAE, que além do excedente de GFV demanda energia do alimentador para o carregamento completo.

FIGURA 22 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 6 (GridLAB-D)



FONTE: Os autores (2018)

### 5.2.6.2 TENSÃO NAS BARRAS

Assim como no caso anterior, a adição de SAEs altera os níveis de tensão devido ao seu comportamento de carga e descarga. Nos momentos de carga houve abaixamento do nível de tensão e nos momentos de descarga houve elevação dos níveis de tensão, os quais estão diretamente ligados ao fluxo de potência demandado do alimentador.

A barra 675 sofreu elevação no nível às 17h30min, atingindo o valor de 1,0458 p.u. na fase B e na barra 611 foi aferido o valor de tensão de 0,9519 p.u. na fase C no horário de 19h00min, barras estas que apresentaram o maior e menor valor aferido neste caso, respectivamente. Os valores críticos alcançados neste caso estão apresentados na TABELA 17.

TABELA 17 – Valores críticos de tensão para o caso 6 (GridLAB-D)

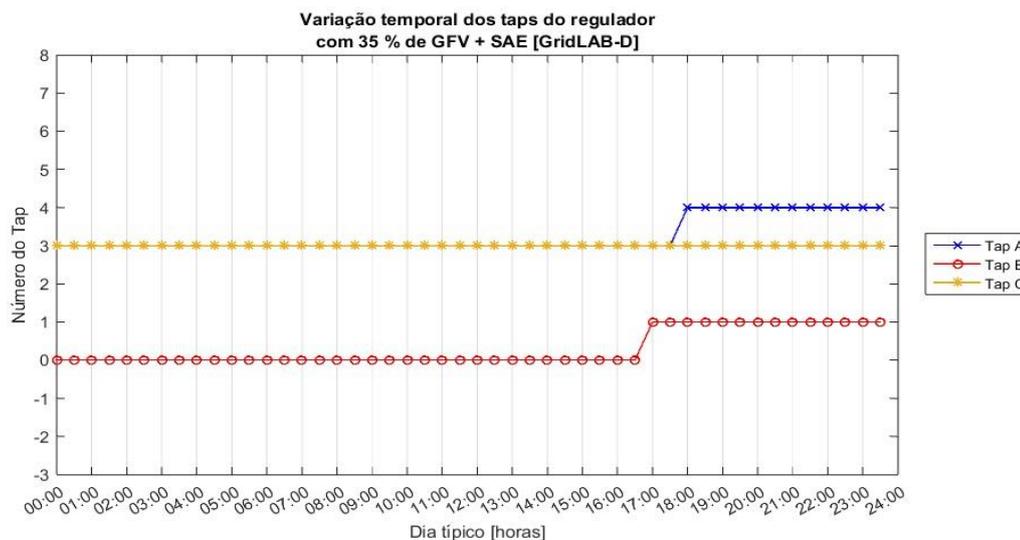
Limites	Fase	Barra	Valores críticos de tensão (p.u.)	Horário
Mín.	A	675	0,9591	10h00min
	B	646	0,9910	13h30min
	C	611	0,9519	19h00min
Máx.	A	6321	1,0125	20h00min
	B	675	1,0458	17h30min
	C	6321	0,9973	03h00min

FONTE: Os autores (2018)

### 5.2.6.3 TAPS DO REGULADOR DE TENSÃO

A adição de SAE neste caso levou ao regulador de tensão a operar menos vezes em relação ao caso de média penetração sem SAE. Os horários de atuações foram os mesmos, entretanto, como a FIGURA 23 a seguir mostra, a fase A diminuiu 1 nível de variação, mantendo-se no *tap* 3 até 17h30min, onde se alterou para o *tap* 4. A operação da fase B entretanto não houve modificação em relação ao caso de média penetração. E a fase C, com esse nível de incremento de SAE, não houve necessidade de operação por parte do regulador, mantendo seu *tap* no nível 3 durante todo o dia.

FIGURA 23 – Variação dos taps do RT para o caso 6 (GridLAB-D)



FONTE: Os autores (2018)

#### 5.2.6.4 PERDAS

Os valores das perdas diárias ativas deste caso chegaram à marca de 1.193 kWh, significando uma diminuição de 53 kWh se comparado ao caso de média penetração sem adição de SAE. As perdas diárias neste caso totalizam 1,99 % da energia consumida diária neste sistema sem adição de quaisquer GFVs ou SAEs.

#### 5.2.7 CASO 6 - ALTA PENETRAÇÃO PV E SAE

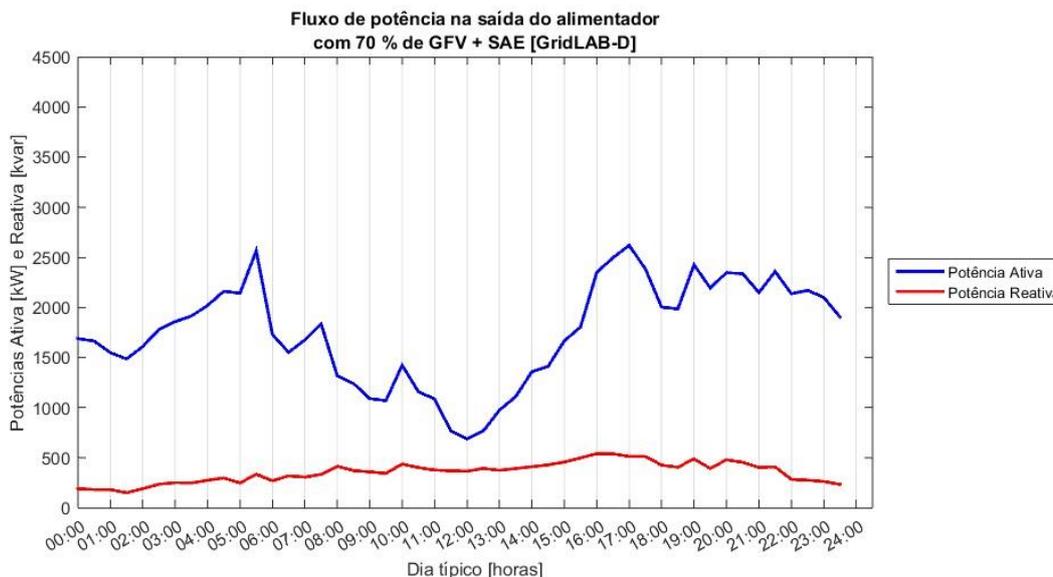
##### 5.2.7.1 POTÊNCIA DE SAÍDA DO SISTEMA

A FIGURA 24 mostra o fluxo de potência demandado do alimentador de alta penetração de GFV com incremento de SAEs para armazenamento do excedente de GD. O pico de demanda ativa ocorre uma alteração de horário e valor em relação ao caso de alta penetração sem SAEs, o novo pico se dá às 17h00min com demanda ativa de 2.621 kW e reativa de 513 kvar. Neste caso ocorre uma redução de 677 kW em relação ao caso de alta penetração, além da alteração do horário de pico, uma vez que no horário anterior, de 19h00min, coincide com a descarga das SAEs, aliviando a demanda deste horário.

No momento crítico do caso de alta penetração, ao meio-dia, onde apresentava uma maior demanda de potência reativa que potência ativa, fora revertido com

a adição de SAEs. Conforme é observado na FIGURA 24, a demanda de ativo às 12h00min foi de 687 kW e de reativo de 366 kvar. Melhorando o quesito FP, que vinha sendo prejudicado conforme o aumento de penetração de GFV sem utilização de SAE.

FIGURA 24 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 7 (GridLAB-D)



FONTE: Os autores (2018)

### 5.2.7.2 TENSÃO NAS BARRAS

O ponto de máximo nível de tensão aferido do sistema encontrou-se no mesmo horário do caso de alta penetração sem adição de SAEs, às 10h00min com a magnitude de tensão de 1,0458 p.u. na fase B da barra 675, entretanto com tensão reduzida em 0,0026 p.u. no mesmo horário. Uma explicação para este fato consiste no fato de haver o carregamento da SAE nesse horário, implicando em uma redução nos níveis de tensão neste período.

A mínima tensão registrada no sistema foi novamente na fase C da barra 611, com valor de 0,9499 p.u., porém com alteração no momento em que ocorre este momento crítico para às 19h00min. Os valores críticos alcançados neste caso estão apresentados na TABELA 18.

TABELA 18 – Valores críticos de tensão para o caso 7 (GridLAB-D)

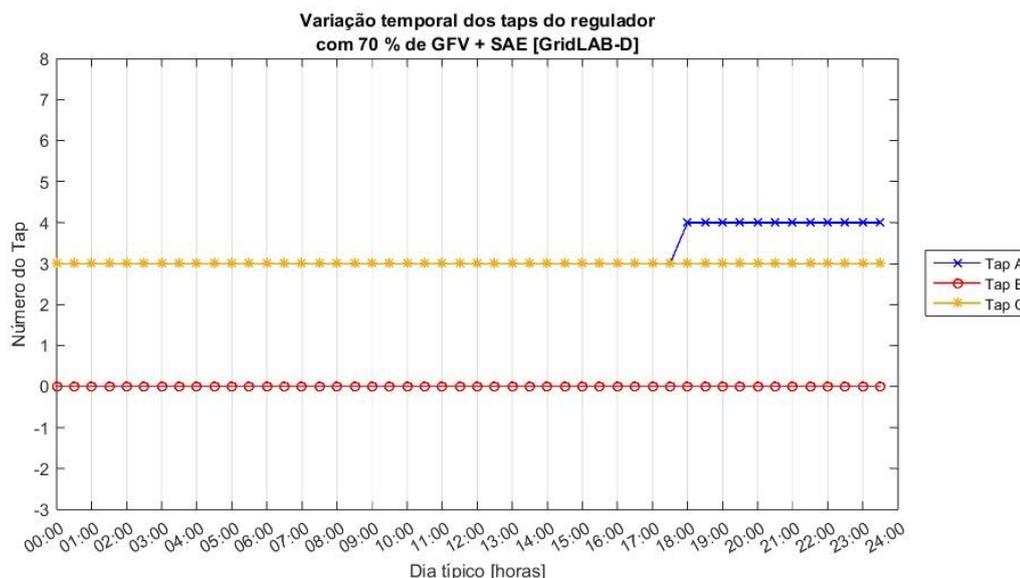
Limites	Fase	Barra	Valores críticos de tensão (p.u.)	Horário
Mín.	A	675	0,9681	10h00min
	B	634	0,9934	17h00min
	C	611	0,9499	19h00min
Máx.	A	6321	1,0143	20h00min
	B	675	1,0458	10h00min
	C	6321	0,9985	09h30min

FONTE: Os autores (2018)

### 5.2.7.3 TAPS DO REGULADOR DE TENSÃO

A FIGURA 25 a seguir apresenta a operação do regulador de tensão no caso de alta penetração de GFV com adição de SAEs. Conforme é possível verificar na comparação entre as duas operações, o *tap* da fase C não se alterou conforme foi observado no caso de alta penetração sem SAEs, permanecendo com valor 3. Este fato explica o nível de tensão na fase C da barra 611 ser menor com a adição de SAE mesmo no momento de descarga, que deveria elevar o nível de tensão. Como não houve a alteração do *tap*, o nível de tensão sofreu abaixamento e o alívio de potência demandada do alimentador propiciado pela descarga da bateria não foi suficiente a manutenção do nível de tensão que um regulador possui. A fase B manteve-se sem alteração de *tap*, conforme já visto no caso de alta penetração. Porém, na fase A não houve a necessidade de um abaixamento do nível do *tap* para controlar o aumento da tensão proveniente do aumento de GFVs, pois, o carregamento da SAE ocasionou um abaixamento deste nível de tensão. Por outro lado, houve a mesma alteração de nível 3 para 4 do *tap* da fase A às 17h30min.

FIGURA 25 – Variação dos taps do RT para o caso 7 (GridLAB-D)



FONTE: Os autores (2018)

#### 5.2.7.4 PERDAS

Este último caso de análise foi o portador da menor perda ativa diária registrada dentre todos os casos de estudo. Com o valor mensurado de 1.003 kWh de perdas ativas divididas entre transformadores e principalmente linhas de distribuição. Este somatório de perdas reflete em 1,67 % da energia demandada do circuito no caso base.

### 5.3 RESULTADOS OPENDSS

#### 5.3.1 CASO 1 – BASE

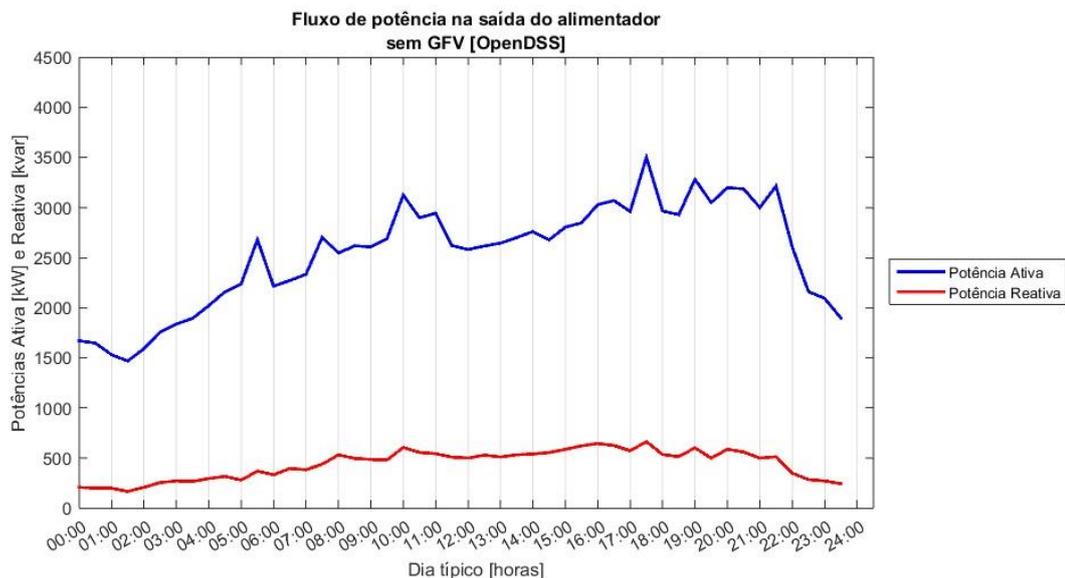
Simulação do caso base, na ferramenta computacional OpenDSS, modelado a partir do sistema IEEE 13 barras com curvas de carga.

##### 5.3.1.1 POTÊNCIA DE SAÍDA DO SISTEMA

Observa-se na FIGURA 26 a potência trifásica de saída do alimentador. O pico de demanda ocorreu às 17h30min com a potência ativa de 3.502 kW e potência reativa de 664 kvar, sendo que a potência ativa mínima registrada no dia foi de 1.531 kW. Como esperado do caso base, a potência de saída do alimentador apresenta comportamento equivalente a proporção de cargas do sistema somado a pos-

síveis perdas nos equipamentos da rede. A energia ativa total consumida no sistema foi de 60.939 kWh.

FIGURA 26 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 1 (OpenDSS)



FONTE: Os autores (2018)

### 5.3.1.2 TENSÃO NAS BARRAS

A partir da TABELA 19, pode verificar que a tensão mínima geral nas barras registrada foi de 0,9480 p.u. na barra 611 fase C as 19h00min e a tensão máxima geral de 1,0094 p.u. na barra 675 fase B às 17h30min. O valor mínimo está abaixo do limite estipulado pelo PRODIST módulo 8 da ANEEL de 0,95 p.u. e ocorre na fase mais carregada do sistema. Já o valor máximo geral registrado está dentro dos limites e ocorre na fase menos carregada do sistema.

TABELA 19 – Valores críticos de tensão para o caso 1 (OpenDSS)

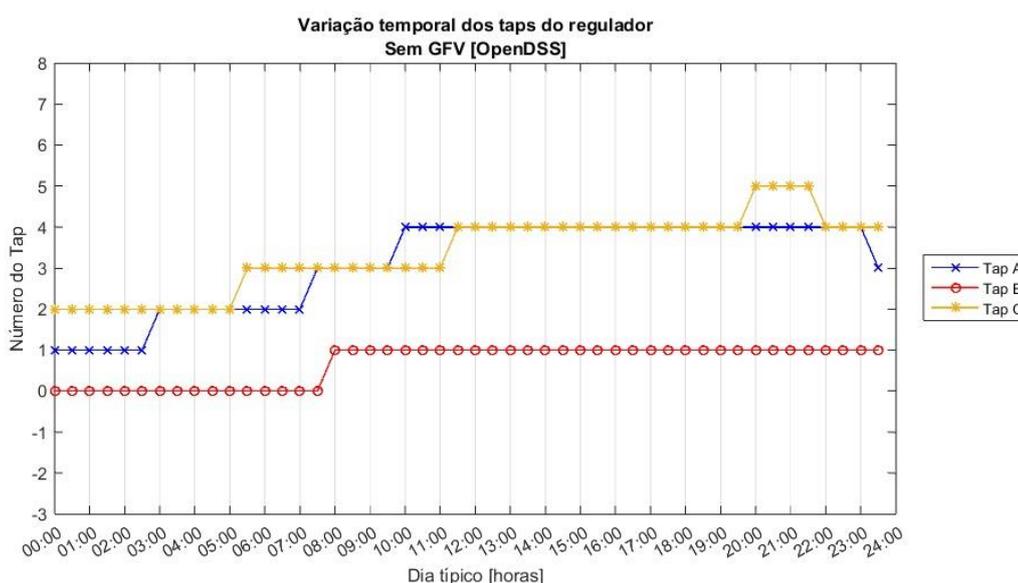
Limites	Fase	Barra	Valores críticos de tensão (p.u.)	Horário
Mín.	A	652	0,9623	10h00min
	B	634	0,9940	16h00min
	C	611	0,9480	19h00min
Máx.	A	6321	0,9875	20h00min
	B	675	1,0094	17h30min
	C	6321	0,9740	23h00min

FONTE: Os autores (2018)

### 5.3.1.3 TAPS DO REGULADOR

De acordo com o resultado exibido na FIGURA 27, os *taps* do regulador de tensão atuam de forma que a fase B, por ser a menos carregada do sistema opera com *tap* mais baixo, em relação às outras fases (entre nível 0 e 1), essa fase apresenta a maior tensão em relação a outras fases o que explica o *tap* mais baixo. As fases A e C possuem carregamento semelhantes e níveis de tensão semelhantes, mas é possível observar que logo após a ocorrência do menor valor de tensão registrado no sistema (19h00min fase C) o *tap* da fase C atinge seu pico de nível máximo do dia (*tap* 5) para realizar a compensação de tensão.

FIGURA 27 – Variação dos *taps* do RT para o caso 1 (OpenDSS)



FONTE: Os autores (2018)

### 5.3.1.4 PERDAS

O OpenDSS em modo de solução diário, utilizando a própria interface de operação da ferramenta, fornece apenas as perdas integralizadas do período por zona. Foi registrado perda ativa total de 1.346 kWh na simulação diária, isso é equivalente a 2,20% da energia ativa consumida pelo sistema. Essas perdas acontecem nas linhas de transmissão, as maiores responsáveis nesse caso e dispositivos do sistema como transformadores de tensão.

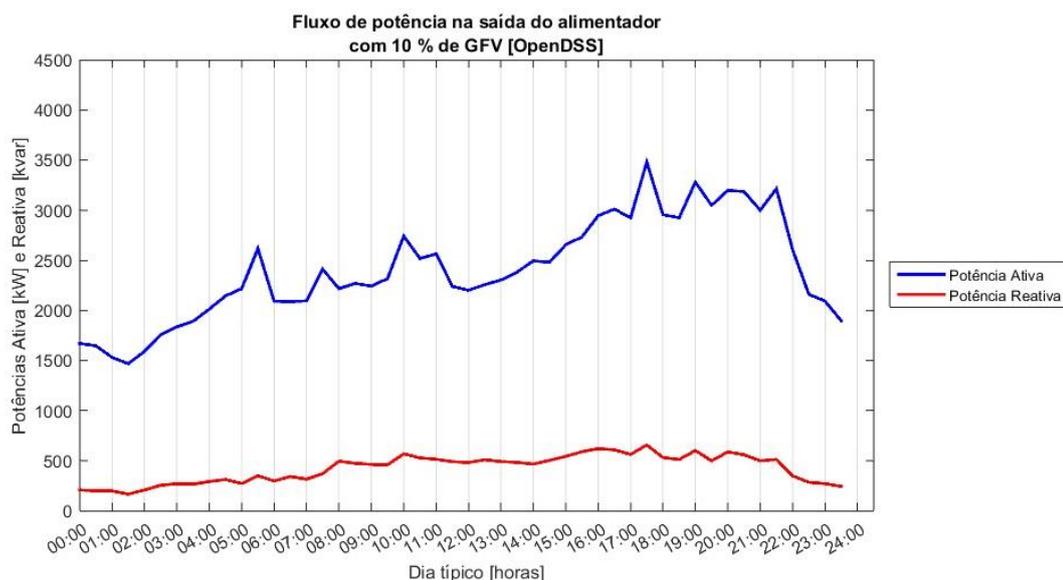
### 5.3.2 CASO 2 - BAIXA PENETRAÇÃO PV

Simulação do caso de baixa penetração de geração fotovoltaica, na ferramenta computacional OpenDSS, modelado a partir do sistema IEEE 13 barras com curvas de carga.

#### 5.3.2.1 POTÊNCIA DE SAÍDA DO SISTEMA

Observa-se na FIGURA 28 a potência trifásica de saída do alimentador. O pico de demanda ocorreu às 17h30min com a potência ativa de 3.482 kW, 20 kW de redução quando comparado ao caso base. O comportamento do sistema é próximo do caso sem GFV, com pequena redução geral na demanda no período de produção de energia pelos sistemas fotovoltaicos. A maior redução na demanda ocorre durante o período de pico da GFV, em torno de 12h00min, com menos 362 kW de potência demandada ativa em relação ao caso base, essa diminuição se dá pelos sistemas GFV que totalizam 370 kWp de potência instalada e redução das perdas no sistema. A energia total consumida pelo sistema foi de 57.829 kWh, menos 3.110 kWh que o caso base, correspondendo a uma redução de 5,1%.

FIGURA 28 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 2 (OpenDSS)



FONTE: Os autores (2018)

### 5.3.2.2 TENSÃO NAS BARRAS

Conforme pode ser observado na TABELA 20, as tensões mínima e máxima gerais do sistema ocorreram da mesma maneira do caso base. Observa-se que houve mudanças ínfimas na maioria dos valores mínimos e máximos de tensão, porém a mudança mais notável é que a barra 652 não apresenta mais o valor mínimo de tensão na fase A as 10h00min, uma vez que nessa barra foi instalado um sistema de GFV monofásico na fase A, elevando a tensão do nó.

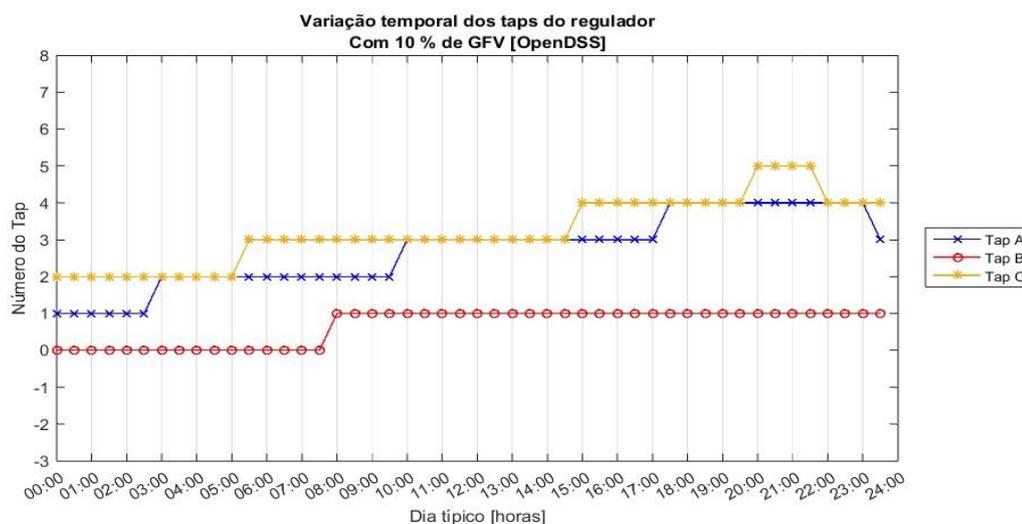
TABELA 20 – Valores críticos de tensão para o caso 2 (OpenDSS)

Limites	Fase	Barra	Valores críticos de tensão (p.u.)	Horário
Mín.	A	675	0,9657	10h00min
	B	634	0,9940	13h30min
	C	611	0,9480	19h00min
Máx.	A	6321	0,9866	20h00min
	B	675	1,0046	17h30min
	C	6321	0,9740	23h00min

FONTE: Os autores (2018)

### 5.3.2.3 TAPS DO REGULADOR DE TENSÃO

Pode ser observado na FIGURA 29, assim como no caso base os *taps* do regulador de tensão atuam de forma que a fase B apresenta os menores níveis de *tap* do regulador. Nas fases A e C o comportamento dos *taps* se diferencia do caso base, em parte, dentre o período em que há atuação do GFV (entre as 7h00min e as 15h00min), pois nesse período os *taps* do regulador de tensão apresentam um nível relativamente abaixo ao caso base. O impacto é ainda maior no *tap* da fase A, que possui maior potencial GFV, essa permanece com o *tap* em um nível mais baixo (nível 3) por duas hora a mais que no caso base. Notadamente a tecnologia GFV promove elevação de tensão, permitindo que os reguladores atuem com *tap* mais baixo em relação ao caso sem GFV.

FIGURA 29 – Variação dos *taps* do RT para o caso 2 (OpenDSS)

FONTE: Os autores (2018)

#### 5.3.2.4 PERDAS

Foi registrado no presente caso, perda de energia ativa total de 1.256 kWh na simulação diária, 90 kWh a menos que o caso base. A redução de perdas se dá pelo fato da redução do fluxo de potência entre barra do alimentador e as cargas, reduzindo as perdas ativas nas linhas de transmissão e outros equipamentos do sistema. As perdas totais são equivalentes a 2,17% da energia ativa consumida pelo sistema.

#### 5.3.3 CASO 3 - MÉDIA PENETRAÇÃO PV

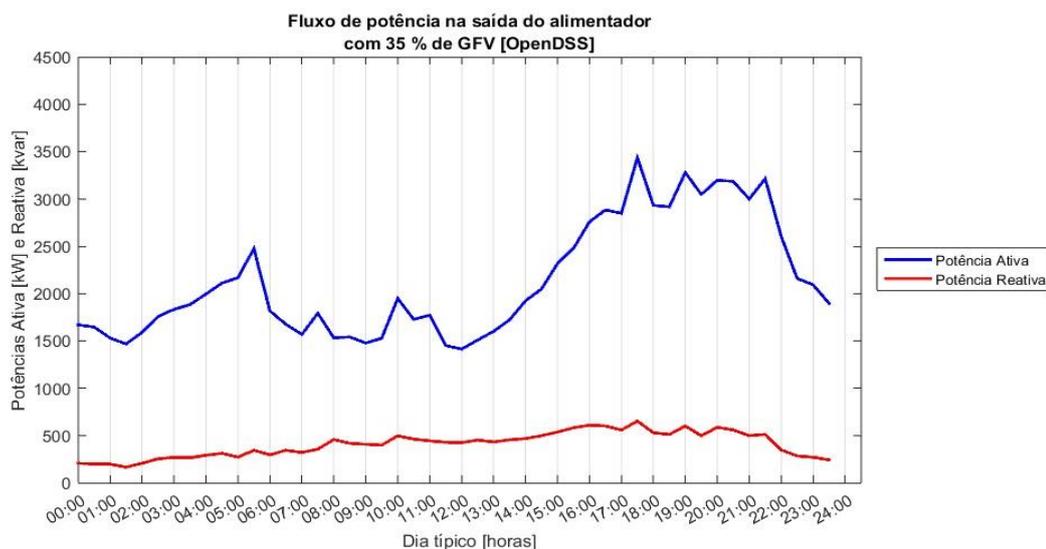
Simulação do caso de média penetração de geração fotovoltaica, na ferramenta computacional OpenDSS, modelado a partir do sistema IEEE 13 barras com curvas de carga.

##### 5.3.3.1 POTÊNCIA DE SAÍDA DO SISTEMA

Conforme pode ser observado na FIGURA 30, o pico da demanda registrado para o caso 3 foi às 17h30min com 3.438 kW, 64 kW a menos que o pico do caso base. É notável que a introdução de GFV de média penetração teve impacto significativo no comportamento da potência nos horários de produção de energia pelo conjunto de unidades geradoras. A maior diferenciação ao caso base ocorreu nos horários de pico da GFV, com redução de até 825 kW de potência ativa às 12h30min, a

redução é proveniente da potência instalada de GFV de 1.140 kWp e de redução das perdas do sistema. A energia total provida ao sistema foi de 51.245 kWh, apresentando uma redução de 9.694 kWh ou 15,90% em proporcionalmente ao caso base.

FIGURA 30 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 3 (OpenDSS)



FONTE: Os autores (2018)

### 5.3.3.2 TENSÃO NAS BARRAS

Como pode ser visto na TABELA 21, a tensão mínima e máxima geral do sistema ocorreram da mesma maneira do caso base, horários em que o impacto de GFV é mínimo. Observa-se que houve mudanças, como a tensão mínima da fase A, a qual voltou a ocorrer na barra 652 às 10h00min, acontecimento esse que se deve ao fato de que a barra 675 nesse caso possui um sistema de GVF associado. No caso de baixa penetração ocorreu a inversão da condição de mínima tensão da fase A, das barras 652 com 675, uma vez que não havia GFV na barra 675.

TABELA 21 – Valores críticos de tensão para o caso 3 (OpenDSS)

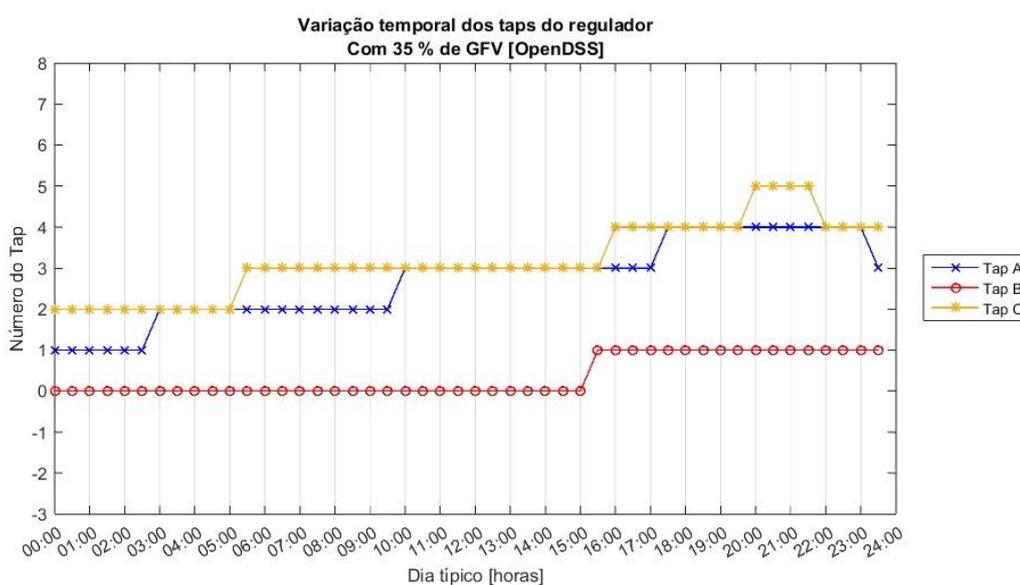
Limites	Fase	Barra	Valores críticos de tensão (p.u.)	Horário
Mín.	A	652	0,9662	10h00min
	B	646	0,9908	13h30min
	C	611	0,9481	19h00min
Máx.	A	6321	0,9875	20h00min
	B	675	1,0043	17h30min
	C	6321	0,9740	09h30min

FONTE: Os autores (2018)

### 5.3.3.3 TAPS DO REGULADOR DE TENSÃO

Conforme a FIGURA 31, no que concerne a atuação dos *taps* do regulador de tensão é possível verificar que a tecnologia de GFV aumenta a tensão nas barras, pois, com o acréscimo de potência gerada os *taps* assumem níveis mais baixos, para reduzir a tensão nas barras. No gráfico da FIGURA 31 pode-se verificar que em relação aos *taps* do caso anterior o comportamento é semelhante, mas nesse caso o *tap* da fase A e B permanecem em um nível mais baixo (3 e 0 respectivamente) por mais tempo (até as 17h00min e 15h00min respectivamente) em relação ao caso de baixa penetração de GFV.

FIGURA 31 – Variação dos *taps* do RT para o caso 3 (OpenDSS)



FONTE: Os autores (2018)

### 5.3.3.4 PERDAS

As perdas ativas totais registradas para o caso foram de 1.052 kWh, uma redução de 21,84% das perdas em relação ao caso base. Com maior capacidade de GFV, menores são as perdas nas linhas e equipamentos do sistema, pois parte o fluxo de potência fica confinado a zona entre carga e GFV.

### 5.3.4 CASO 4 - ALTA PENETRAÇÃO PV

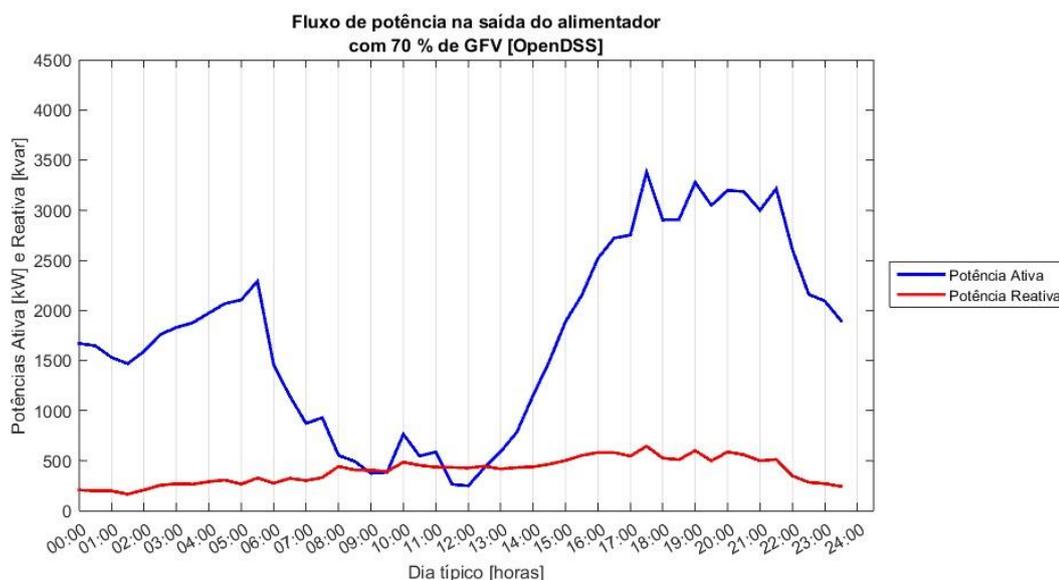
Simulação do caso de alta penetração de geração fotovoltaica, com a ferra-

menta computacional OpenDSS, modelado a partir do sistema IEEE 13 barras com curvas de carga.

#### 5.3.4.1 POTÊNCIA DE SAÍDA DO SISTEMA

Na FIGURA 32 pode-se observar que no caso de alta penetração de GFV há grande impacto no comportamento da potência trifásica de saída do alimentador, principalmente no horário de pico da geração, por volta das 12h00min com a maior redução na potência de 1.846 kW. Não houve fluxo negativo de potência trifásica na saída do alimentador, mas o mesmo ocorreu em algumas barras. Como a potência dos sistemas GFV instalada é de 2.400 kWp e houve redução nas perdas de potência ativa, a curva de demanda é menor nos horários de produção de energia pela geração distribuída. O pico de demanda ainda ocorreu às 17h30min, como no caso base, mas com valor de 3.382 kW, retratando também uma redução no pico de 120 kW. É possível verificar que em alguns momentos a proporção de potência reativa é maior que de potência ativa, prejudicando a questão de fator de potência do sistema. A energia ativa total consumida foi de 41.909 kW, retratando uma redução de 33,69% em relação ao caso base.

FIGURA 32 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 4 (OpenDSS)



FONTE: Os autores (2018)

### 5.3.4.2 TENSÃO NAS BARRAS

Como pode ser visto na TABELA 22, a tensão mínima geral do sistema ocorreu as 19h00min na barra 611 fase C, como nos casos anteriores. A tensão geral máxima ocorreu às 10h00min na barra 675 na fase B também como nos casos anteriores. É esperado esse tipo de comportamento porque as unidades GFV foram distribuídas proporcionalmente e em conjunto com as cargas. Praticamente todos os parâmetros de mínimo e máximo das tensões aumentaram, devido à alta presença de GFV que eleva a tensão do circuito quando está atuando.

TABELA 22 – Valores críticos de tensão para o caso 4 (OpenDSS)

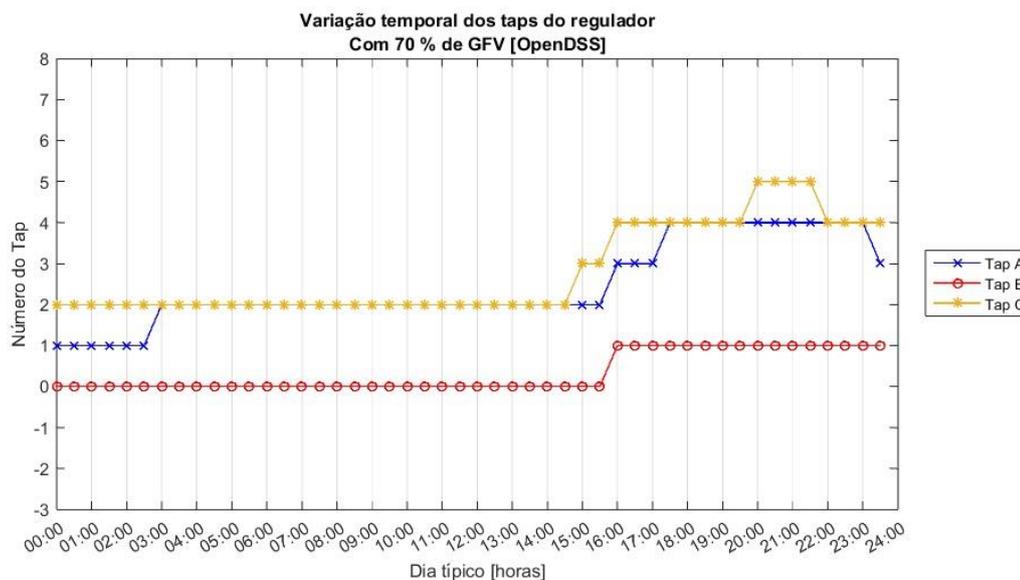
Limites	Fase	Barra	Valores críticos de tensão (p.u.)	Horário
Mín.	A	652	0,9667	10h00min
	B	634	0,9942	15h30min
	C	611	0,9481	19h00min
Máx.	A	6321	0,9893	20h00min
	B	675	1,0074	10h00min
	C	6321	0,9741	09h30min

FONTE: Os autores (2018)

### 5.3.4.3 TAPS DO REGULADOR DE TENSÃO

Observando a FIGURA 33, pode-se verificar que esse foi o caso onde os *taps* permaneceram em níveis mais baixos entre todos os casos até essa análise. Como as unidades GFV elevam a tensão do circuito é esperado que o regulador trabalhe com *taps* mais baixos em comparação a casos com menos ou nenhuma GFV. Por outro lado, no horário de pico do sistema, onde há pouco impacto de GFV, pois é um horário de baixa ou nenhuma radiação solar, o comportamento dos *taps* é o mesmo dos casos anteriores.

FIGURA 33 – Variação dos taps do RT para o caso 4 (OpenDSS)



FONTE: Os autores (2018)

#### 5.3.4.4 PERDAS

As perdas ativas integralizadas durante o dia somam 910 KWh, esse valor representa uma redução de 32,39% em relação ao caso base. Como esperado, a redução na demanda total do sistema advindo da geração fotovoltaica suplente promove menor fluxo de potência nos equipamentos estruturais da rede e, portanto, menores perdas ativas.

#### 5.3.5 CASO 5 - BAIXA PENETRAÇÃO PV E SAE

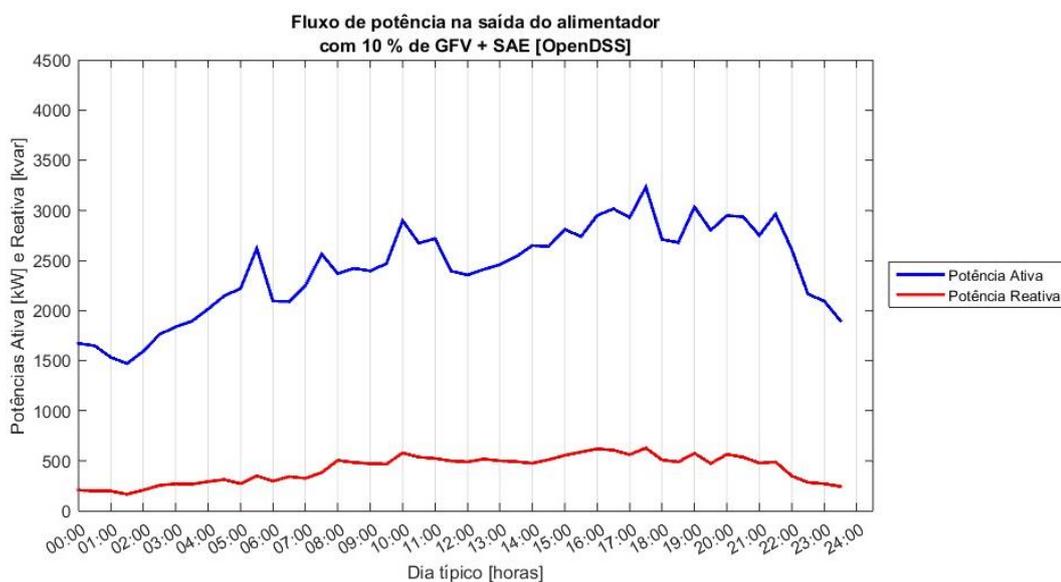
Simulação do caso de baixa penetração de geração fotovoltaica com sistema de armazenamento de energia, com a ferramenta computacional OpenDSS, modelado a partir do sistema IEEE 13 barras com curvas de carga.

##### 5.3.5.1 POTÊNCIA DE SAÍDA DO SISTEMA

Como pode ser observado na FIGURA 34, a potência de saída do alimentador nesse caso apresenta comportamento distinto dos casos anteriores. O pico de demanda de potência ativa foi efetivamente amenizado para 3.233 kW às 17h30min, uma diferença de 269 kW para o caso base e 249 kW para o caso sem introdução de SAE. O armazenamento de energia entra em operação junto a GFV carregando

das 7h00min até as 15h00min e descarregando no período de ponta entre 17h30min e 22h30min, de forma que não ocorra fluxo de potência negativo em nenhuma fase das barras do sistema e se amenize o pico de consumo. A energia ativa total consumida no sistema foi de 58.048 kWh, 2.891 kWh a menos que no caso base. Essa redução ocorre, pois há geração de energia pelo GFV e redução nas perdas ativas do circuito. Entretanto o consumo de energia registrado é 219 kWh maior que o caso sem SAE, pois se perde energia no processo de carregamento, descarregamento e reserva do SAE, mas o gerenciamento do fluxo é otimizado permitindo redução do pico de energia e eliminação de pontos de operação onde a ocorrência de fluxo de potência reverso é possível.

FIGURA 34 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 5 (OpenDSS)



FONTE: Os autores (2018)

### 5.3.5.2 TENSÃO NAS BARRAS

A mínima tensão registrada em uma barra do circuito, de 0,9497p.u. foi registrada na barra 611 fase C as 19h00min, sendo essa a fase mais carregada do sistema e como não há SAE ligado a essa barra o fenômeno aconteceu dentro do período de ponta de consumo de energia das cargas residenciais. A tensão mínima está abaixo de 0,95 p.u. como regulamentado pelo PRODIST módulo 8, portanto seria necessário um ajuste no sistema para normalizar a operação, sendo uma medida possível é aumentar a tensão de referência do regulador de tensão.

A tensão máxima registrada foi de 1,0044 p.u. às 17h30min na fase B da barra 675. Apesar de ser o maior nível de tensão registrado durante o dia, o valor não está fora do regulamentado por norma. A fase B é a menos carregada do sistema e nessa barra há GFV e SAE conectado, além de banco de capacitores. Nesse horário há um resíduo de geração fotovoltaica e o SAE está configurado para descarregar entregando potência à barra o que eleva a tensão do nó. Os valores críticos alcançados neste caso estão apresentados na TABELA 23.

TABELA 23 – Valores críticos de tensão para o caso 5 (OpenDSS)

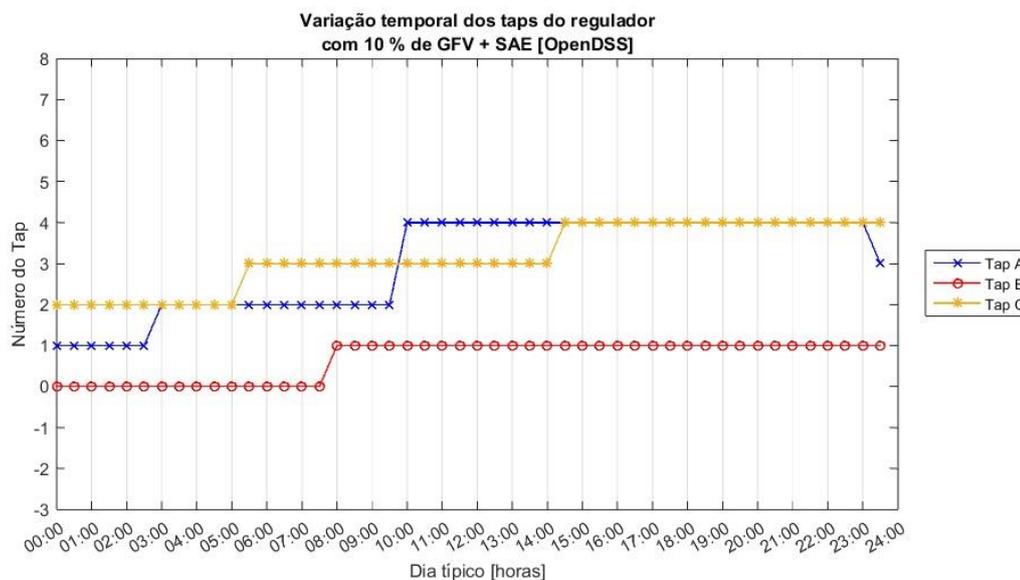
Limites	Fase	Barra	Valores críticos de tensão (p.u.)	Horário
Mín.	A	652	0,9687	17h30min
	B	646	0,9941	13h30min
	C	611	0,9497	19h00min
Máx.	A	6321	0,9912	11h30min
	B	675	1,0044	17h30min
	C	6321	0,9756	23h00min

FONTE: Os autores (2018)

### 5.3.5.3 TAPS DO REGULADOR DE TENSÃO

Como pode ser observado no gráfico da posição dos *taps* do regulador de tensão durante o dia, FIGURA 35, todas as fases iniciam a operação na posição mínima, pois é horário de menor carregamento do sistema e, conforme a demanda aumenta nas fases aumenta também o *tap*. Em comparação ao caso de baixa penetração de GFV sem SAE o *tap* do regulador não atingiu os mesmos valores, principalmente no horário de pico, pois a atuação do SAE já eleva a tensão nas barras como consequência do descarregamento nesse momento. O *tap* da fase A assume a posição 4 às 9h30min, o que não acontece no caso sem SAE, pois nesse horário o SAE está configurado para carregar e isso impacta reduzindo a tensão nas barras e requisitando que o regulador atue elevando a tensão aplicando um *tap* mais alto que do caso sem SAE.

FIGURA 35 – Variação dos taps do RT para o caso 5 (OpenDSS)



FONTE: Os autores (2018)

#### 5.3.5.4 PERDAS

As perdas de energia ativa totalizaram 1.243 kWh, 7,65% a menos que no caso base e 13 kWh a menos que no caso sem SAE. A redução nas perdas ocorre porque há redução no fluxo de potência que trafega nas linhas e nos outros elementos do sistema, dessa forma parte da energia trafega entre o SAE, as cargas e o GFV da própria barra que estão conectados no mesmo ponto. A contribuição do SAE além de reduzir as perdas permite maior gerenciamento da demanda, como ações de redução de pico de consumo.

#### 5.3.6 CASO 6 - MÉDIA PENETRAÇÃO PV E SAE

Simulação do caso de média penetração de geração fotovoltaica com sistema de armazenamento de energia, com a ferramenta computacional OpenDSS, modelado a partir do sistema IEEE 13 barras com curvas de carga.

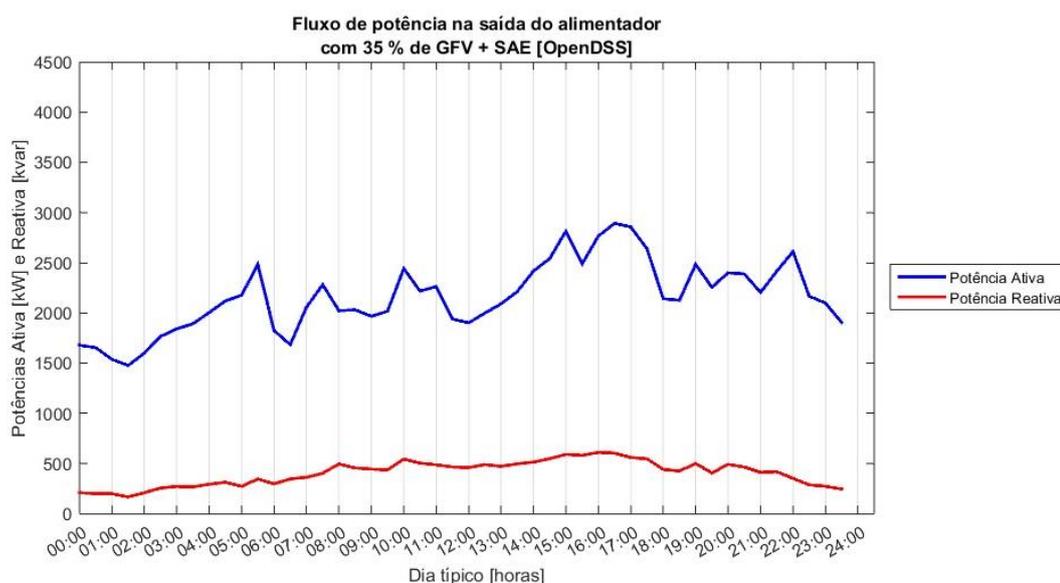
##### 5.3.6.1 POTÊNCIA DE SAÍDA DO SISTEMA

A FIGURA 36 mostra a potência trifásica do sistema na barra de saída do alimentador. O pico registrado de 2.893 kW às 16h30min, 609 kW menor que o caso base, é o máximo do sistema e ocorre num horário diferente do caso de média pene-

tração de GFV sem SAE. O armazenamento de energia está programado para descarregar das 18h00min até às 23h00min, portanto o pico que anteriormente ocorria às 19h00min não acontece mais devido ao descarregamento do SAE. Durante todo o horário de descarregamento do SAE há alívio na potência de saída do alimentador.

A energia total demandada pelo sistema é de 51.914 kWh, aproximadamente 14,91% menor que o caso base, mas 669 kWh maior que o caso, nas mesmas condições de GFV, sem SAE. A redução do consumo acontece pela introdução de GFV e menores perdas no sistema, por outro lado o uso de SAE não é totalmente eficiente e parte da energia é perdida no processo de carregamento, descarregamento do SAE.

FIGURA 36 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 6 (OpenDSS)



FONTE: Os autores (2018)

### 5.3.6.2 TENSÃO NAS BARRAS

A mínima tensão registrada na simulação ocorreu às 19h00min, na fase C da barra 611, com o valor de 0,9570 p.u. Esse valor de tensão está dentro dos limites da norma. Nessa barra não há SAE em operação e nesse horário o GFV não produz mais energia por falta de irradiação solar. Como a fase C é a mais carregada do sistema e essa barra é uma barra de final de ramo do alimentador é natural observar esse tipo de comportamento em horário de pico de demanda da carga instalada.

A máxima tensão registrada do circuito foi de 1,0085 p.u. na fase B da barra 675 às 17h30min. A fase B é a menos carregada do sistema e o pico de tensão ocorreu em horário onde não há atuação da SAE, em processo de carga ou descarga, porém há sistema GFV conectado na barra, o que eleva a tensão. Os valores críticos alcançados neste caso estão apresentados na TABELA 24 abaixo.

TABELA 24 – Valores críticos de tensão para o caso 6 (OpenDSS)

Limites	Fase	Barra	Valores críticos de tensão (p.u.)	Horário
Mín.	A	675	0,9612	10h00min
	B	646	0,9961	13h30min
	C	611	0,9570	19h00min
Máx.	A	6321	0,9832	20h00min
	B	675	1,0085	17h30min
	C	6321	0,9807	09h30min

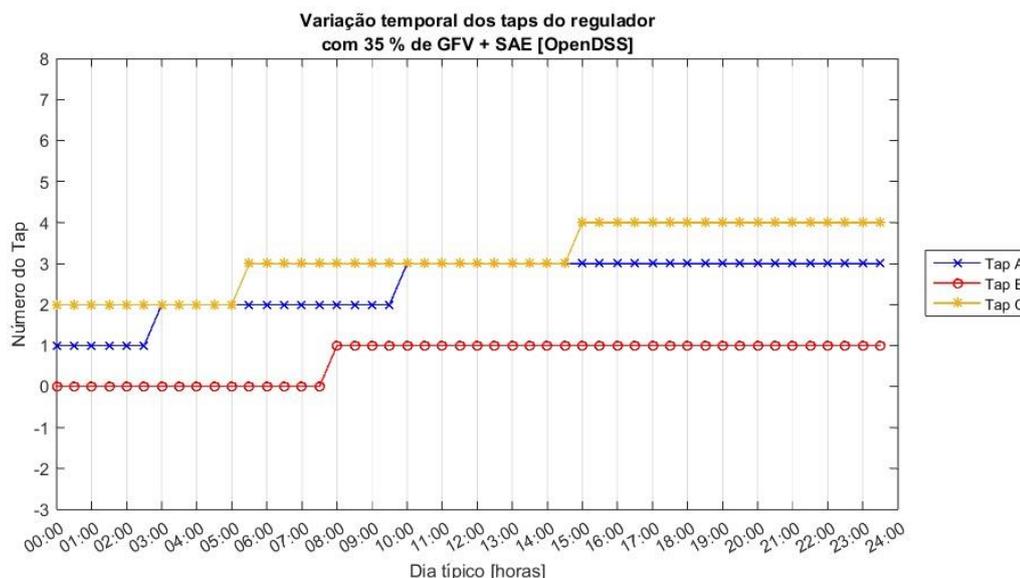
FONTE: Os autores (2018)

### 5.3.6.3 TAPS DO REGULADOR DE TENSÃO

Os *taps* do regulador de tensão, conforme pode ser observado na FIGURA 37, iniciam o dia na posição mínima, pois é o momento com menor carregamento do sistema. A fase B apresenta as menores posições de *tap* do regulador, permanecendo a posição 0 até às 7h00min e assumindo a posição 1 após isso, quando há incremento substancial nas curvas de carga.

As fases A e C por possuírem maior carregamento sofrem com maior queda de tensão provocando posições mais altas nos *taps* do regulador de tensão para compensar a diferença. Todavia os valores de posição dos *taps* são em geral mais baixos que o caso sem SAE, devido ao gerenciamento dos horários de carga e descarga para compensar a GFV e o horário de ponta de consumo que inicia após as 18h00min.

FIGURA 37 – Variação dos taps do RT para o caso 6 (OpenDSS)



FONTE: Os autores (2018)

#### 5.3.6.4 PERDAS

As perdas de energia ativa integralizadas do sistema somam 1.021 kWh, 325 kWh a menos que o caso base. Essa redução de 24,14% se dá pelo gerenciamento da demanda que reduz os picos de potência do sistema e o fluxo de potência entre os dispositivos, reduzindo também as perdas nas linhas e outros equipamentos instalados no caminho entre fornecimento da barra de saída do alimentador e cargas.

Vale notar que as perdas são 31 kWh menores que o caso de média penetração GFV sem SAE.

#### 5.3.7 CASO 7 – ALTA PENETRAÇÃO PV E SAE

Simulação do caso de média penetração de geração fotovoltaica com sistema de armazenamento de energia, com a ferramenta computacional OpenDSS, modelado a partir do sistema IEEE 13 barras com curvas de carga.

##### 5.3.7.1 POTÊNCIA DE SAÍDA DO SISTEMA

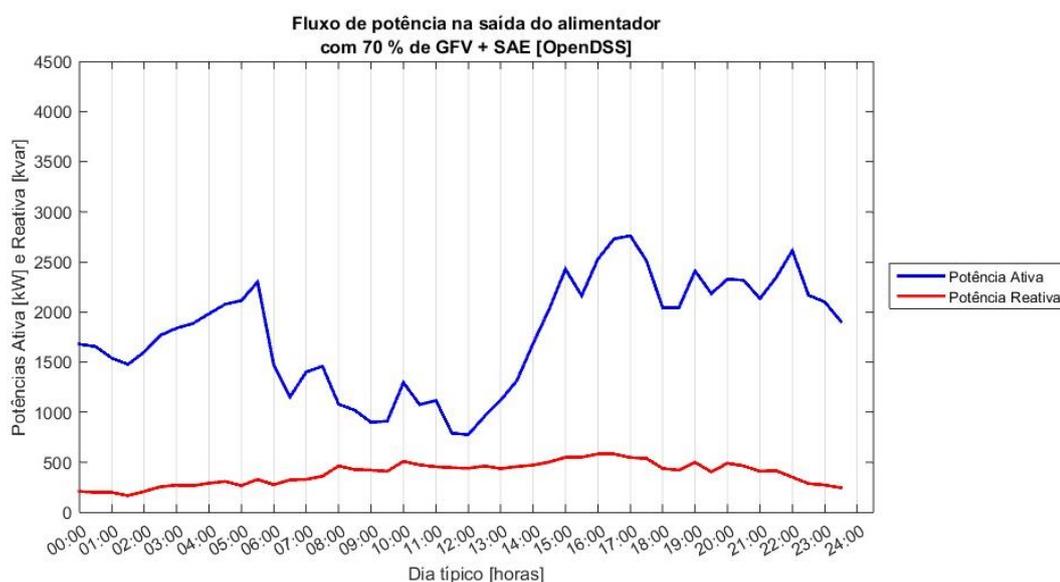
O gráfico da FIGURA 38 mostra a potência de saída no último caso simulado, com alta penetração de GFV e SAE instalado. Observa-se pelo comportamento

da potência ativa, um vale durante o período de produção de energia pelos sistemas de GFV, das 5h30min até as 15h00min. Os SAE foram alocados com o intuito de garantir que não houvesse fluxo de potência negativo em nenhuma das fases e em nenhuma das barras do sistema, dessa maneira nem todas as barras necessitam de SAE.

O pico de demanda do sistema ocorre às 17h00min com o valor de 2.761 kW, diferentemente do caso sem SAE, operando conforme o descarregamento está programado.

A energia ativa total entregue na saída do alimentador é de 42.595 kWh, 18.344 kWh a menos que o caso base. Essa redução de 30,10% é devido a GFV de alta penetração e redução das perdas ativas. O consumo do sistema em relação ao caso sem SAE é de 686 kWh maior, devido a perdas de energia no processo de armazenamento, carga e descarga de energia.

FIGURA 38 – Fluxo de potência do alimentador para o caso 7 (OpenDSS)



FONTE: Os autores (2018)

### 5.3.7.2 TENSÃO NAS BARRAS

Como exibido na TABELA 25, o valor de tensão mínimo registrado foi de 0.9550 p.u. às 19h00min na fase C da barra 611. Isso ocorre, pois esta é a fase mais carregada do sistema, sendo esse o horário de pico de demanda da carga e

não havendo sistema de armazenamento ativo na barra. Todavia o valor encontra-se dentro dos limites estabelecidos pela norma.

O valor máximo de tensão registrado foi de 1,0084 p.u. na barra 675 fase B, valor esse que está dentro da norma e ocorre às 17h30min. A barra 675 possui SAE, mas esse não opera nesse horário, por outro lado há também GFV, que produz energia, e é um fator de elevação de tensão na barra.

TABELA 25 – Valores críticos de tensão para o caso 7 (OpenDSS)

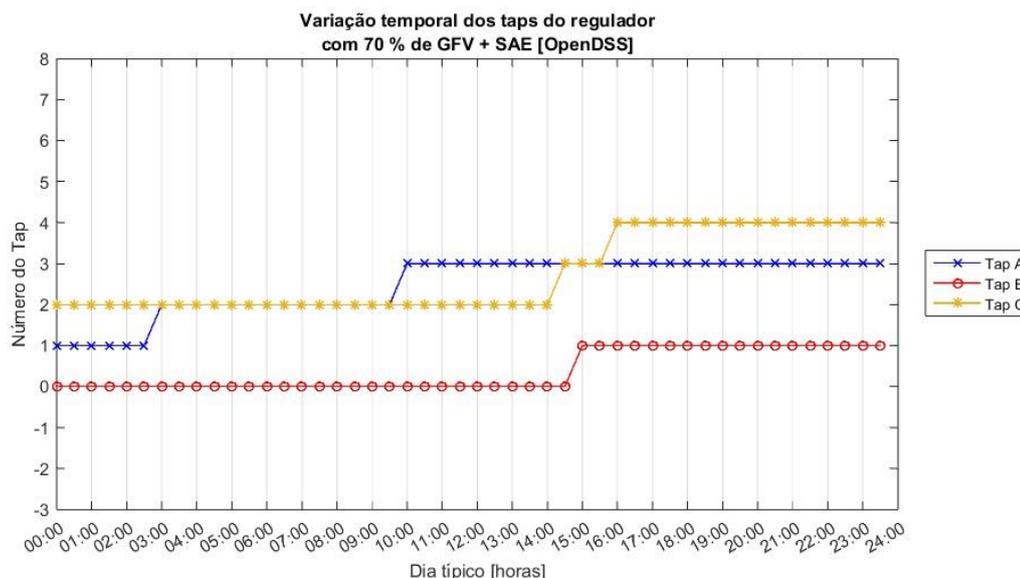
Limites	Fase	Barra	Valores críticos de tensão (p.u.)	Horário
Mín.	A	675	0,9693	10h00min
	B	634	0,9963	14h30min
	C	611	0,9550	19h00min
Máx.	A	6321	0,9899	20h00min
	B	675	1,0084	17h30min
	C	6321	0,9786	09h30min

FONTE: Os autores (2018)

### 5.3.7.3 TAPS DO REGULADOR DE TENSÃO

Os *taps* do regulador de tensão no caso 6 operam conforme o resultado gráfico da FIGURA 39. A fase B por ser a menos carregada apresenta a tensão mais alta e requer *tap* em posição menor em relação às outras fases. As fases A e C respondem a curva de carga, mas em comparação ao caso sem SAE os *taps* não assumem posições tão altas no horário de pico (*tap* permanece em 3 na fase A e 4 na fase C). As posições mais altas dos *taps* foram registradas nos horários de maior carregamento do sistema, mas comparado com os outros casos é possível verificar que os *taps* em posições mais altas permaneceram nesse estado por menos tempo, o que é esperado, pois, o descarregamento do SAE coincide com esse período, elevando a tensão nas barras.

FIGURA 39 – Variação dos taps do RT para o caso 7 (OpenDSS)



FONTE: Os autores (2018)

#### 5.3.7.4 PERDAS

As perdas ativas do sistema somam 827 kWh, uma redução de 38,55% em relação ao caso base. O alívio nas perdas é advindo do menor carregamento das linhas do sistema, evitando perdas na transmissão da energia pois, com os SAEs instalados parte do fluxo de potência flui no terminal da barra entre carga, GFV e SAE nos processos de carregamento e descarregamento.

#### 5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Durante o processo de modelagem das diferentes configurações do sistema foi possível notar as diferenças substanciais no uso das duas ferramentas computacionais.

O OpenDSS, embora trate a codificação dos elementos por linhas de código possui interface que permite gerar gráficos e acessar valores de certas grandezas do circuito de forma nativa. Dessa maneira é possível verificar rapidamente questões como perfil de tensão das barras e analisar o impacto de mudanças na operação dentro da própria ferramenta. O GridLAB-D por sua vez, não possui nenhuma interface gráfica e opera apenas por linhas de código para solucionar o sistema. Os resultados das simulações no GridLAB-D são salvos em formato “csv” assim como no

OpenDSS e podem ser formatados em outros softwares para a análise. Ambas as ferramentas computacionais exigem conhecimento de linguagens de programação e de sistemas elétricos de potência para serem utilizadas.

Há distinção nos modelos de parte dos elementos das ferramentas computacionais. Elementos mais básicos para sistemas elétricos de distribuição, como linhas de transmissão e transformadores, possuem modelos equivalentes com poucas diferenças entre si, enquanto outros elementos, como cargas, operam de forma diferente. Frente à introdução de alguns parâmetros também há uma diferenciação nas curvas de carga, uma vez que no OpenDSS podem ser descritas por potência ativa e reativa, enquanto no GridLAB-D por potência aparente e fator de potência.

Por outro lado, elementos menos triviais como sistemas de geração fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia são diferenciados tanto nos valores de que precisam ser instanciados, como na estrutura do modelo de objeto. Um exemplo pontual de diferenciação é a possibilidade do GridLAB-D de configurar o elemento de geração fotovoltaica a partir de dados meteorológicos de uma determinada região estadunidense, o que faz sentido no contexto de uma ferramenta do Departamento de Energia dos Estados Unidos, enquanto o OpenDSS permite configurar o sistema de geração fotovoltaica por informações de irradiação luminosa, temperatura e limites de um conjunto de painéis solares. Para a operação em conjunto e comparação dos resultados obtidos em ambas as ferramentas, foi necessário escolher um dia específico no GridLAB-D e uma cidade específica, através de um banco de dados meteorológicos, de forma a permitir a configuração das mesmas condições de operação no OpenDSS.

No ponto de vista dos resultados foi possível verificar que o regulador de tensão, embora igualmente modelado, operou de forma distinta nas duas ferramentas, observando a operação dos *taps* para cada caso. As tensões nas barras registradas foram diferentes entre OpenDSS e GridLAB-D, diferença essa decorrente das mínimas diferenças nas modelagens introduzidas por arredondamentos e modelos dos equipamentos. Acontece também que as ferramentas computacionais não resolvem o sistema exatamente da mesma maneira e técnicas diferentes podem ter sido implementadas nos códigos de desenvolvimento de software.

Para o trabalho ficou acordado que as ferramentas seriam exploradas dentro da interface nativa, sem automação de rotinas, no intuito de utilizar as ferramentas buscando os pontos fracos e fortes no uso direto. Uma diferença crucial para o pro-

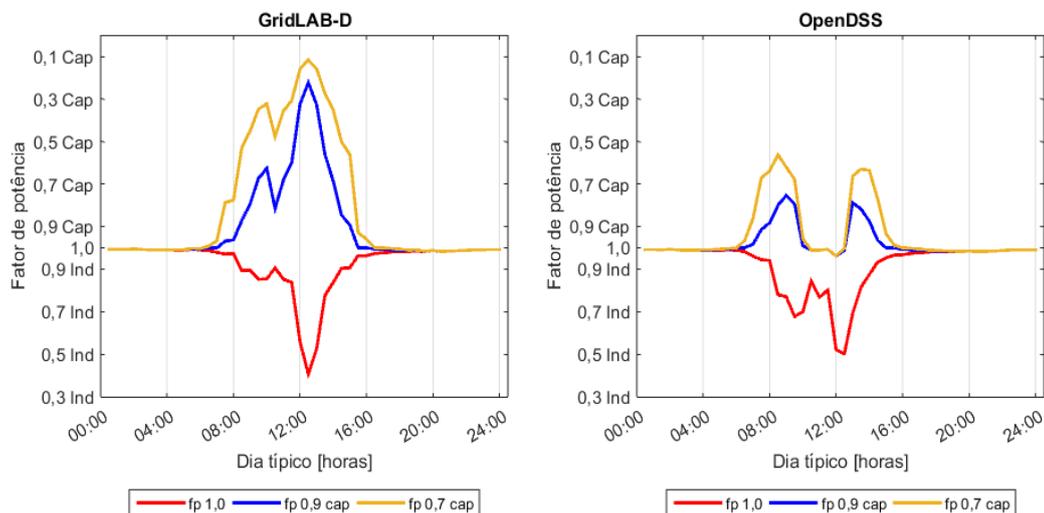
cesso foi o fato que o OpenDSS não considera as barras de tensão como objetos por si só e sim como pontos de conexões de vários dispositivos. Já o GridLAB-D permite análise direta por barras facilitando o monitoramento de certos critérios, como tensão mínima nas barras. O GridLAB-D permite acesso às perdas do sistema por horário dentro da simulação quase dinâmica, enquanto o OpenDSS só entrega o resultado das perdas integralizadas do período de simulação por zona. Essa diferenciação nas abordagens das perdas resultara em diferentes valores em cada ferramenta computacional.

Observou-se que o fator de potência do fluxo de potência que parte da entrada do alimentador é impactado conforme se aumenta a penetração de fontes de energia fotovoltaicas. Acontece que a potência entregue pela GFV possui fator de potência unitário, então a demanda de potência ativa do sistema a rede é menor, dessa forma a proporção de potência ativa por potência reativa torna-se menor e o fator de potência passa a ser mais crítico. Uma solução à proposta seria a inserção de bancos de capacitores controláveis no intuito de produzir potência reativa capacitiva, contraria a potência reativa indutiva natural das cargas, nos momentos críticos em que o fator de potência do sistema prejudique a condição de operação da rede. Outra proposta seria a utilização dos inversores aliados aos sistemas de GFV com fator de potência adequado, entregando potência ativa e reativa capacitiva de forma a proporcionar um fator de potência mais próximo ao unitário na rede de distribuição.

Em um sistema real seria necessário um incentivo ao cliente para produzir energia reativa. A FIGURA 40 ilustra o fator de potência do alimentador para as diferentes configurações de fator de potência entregue pelas GFVs. Nesta mesma figura é possível observar que a alteração no valor do fator de potência, com um incremento de potência reativa capacitiva por parte das GFVs, ocorre a alteração do fator de potência observado no alimentador. Entretanto, atenta-se para o fato que a diminuição excessiva do fator de potência da GFV causa um fator de potência capacitivo no alimentador. O GridLAB-D demonstrou o efeito da alteração nos momentos em que há a ocorrência do fornecimento excessivo de potência reativa capacitiva, entretanto, no OpenDSS é possível observar que há um comportamento não convencional, em um período entre às 10h00min e 13h00min houve uma mudança brusca, justamente no período de ponta de produção da GFV. Isso acontece porque os modelos do OpenDSS alteram o modo de operação a partir de um patamar de fator de potência, essa configuração pode ser alterada, mas nesse

estudo pode-se observar o impacto da variação do fator de potência nas GFV e uma configuração diferenciada da ferramenta computacional.

FIGURA 40 – FP no caso 4 para as diferentes configurações das GFVs



FONTE: Os autores (2018)

Por fim as simulações apresentaram resultados semelhantes entre as duas ferramentas computacionais. O OpenDSS se mostrou mais prático, com muitos exemplos de utilização e uma comunidade ativa, inclusive em português. O GridLAB-D não possui interface direta de uso, necessita de operação com editores de texto, mas possui opções de integração climática, modelos pré-estabelecidos de cargas e referências geográficas que possibilitam um uso diferenciado do software, entretanto é focado no mercado de energia elétrica dos EUA.

## 6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

A proposta do trabalho foi promover a simulação do fluxo de potência de um sistema de distribuição de energia elétrica, em duas ferramentas computacionais diferentes, explorando tecnologias de redes elétricas inteligentes. No decorrer do trabalho foram realizados estudos das tecnologias associadas às redes elétricas inteligentes no cenário de redes de distribuição em um processo de pesquisa bibliográfica. Este estudo possibilitou a compreensão do funcionamento de tecnologias como banco de capacitores, reguladores de tensão, sistemas de geração distribuída e armazenamento de energia. Cada elemento apresentou características que podem ser utilizadas para operacionalizar a distribuição de energia elétrica dentro de critérios regulamentados. O impacto dos elementos pode alterar quesitos como fator de potência, causar fluxo reverso de potência ou desequilibrar a tensão nos terminais que servem às cargas. Um caso que exemplifica esse impacto são os dispositivos, como sistemas GFV, que podem reduzir a demanda de potência ativa da rede em detrimento da qualidade de energia, prejudicando o fator de potência.

O sistema IEEE 13 barras se apresentou como um modelo muito debatido e desenvolvido, apresentado uma ampla quantidade de artigos e estudos que trabalham com o sistema, permitindo comparação entre os resultados. O sistema possui diferença entre o carregamento das barras, o que forçou os *taps* do transformador a atuarem de forma diferenciada e permitiu observar o impacto da geração distribuída em um sistema desequilibrado. Os SAEs, nos casos trifásicos foram modelados como um SAE trifásico equivalente, por esse motivo o sistema de armazenamento de energia foi sobredimensionado em alguns casos, já que para fases mais carregadas não haveria necessidade da potência nominal que compensa o fluxo reverso na fase menos carregada. Esses critérios foram assumidos considerando que unidades consumidoras com cargas trifásicas instalem sistema GFV e SAE trifásicos.

Observando o sistema de distribuição e sua operação pode-se notar conflito de interesses na maneira como a entrega de energia ocorre atualmente. Na produção desse trabalho observou-se a possibilidade de um trabalho futuro que disserte acerca do impacto financeiro e operacional das tecnologias de redes elétricas inteligentes. Um projeto com o intuito de avaliar os custos embutidos na operacionalização das tecnologias de redes elétricas inteligentes dentro do sistema de distribuição e integralize conceitos como gerenciamento pelo lado da demanda. Um projeto que

realize a viabilidade técnica e configuração dos sistemas de GFVs e SAEs inserindo a abordagem considerando a produção de energia reativa com sistemas GFV e a possibilidade de incentivo por parte das concessionárias. Desse contexto também resultam temas a serem abordados futuramente, como sistemas preparados para fluxo reverso de potência na subestação, realização de estudos em sistemas maiores e mais complexos e otimização da utilização do armazenamento de energia para rede, visando diminuição de perdas, gestão da demanda, controle de fator de potência, quesitos financeiros de operação e manutenção dos níveis de qualidade estipulados por norma brasileira.

As ferramentas computacionais apresentaram diferenças em alguns elementos e na forma de uso. O OpenDSS possui uma interface de utilização que torna prático o uso da ferramenta, onde é possível verificar os itens modelados e observar alguns resultados de maneira rápida e direta. A modelagem dos elementos segue modelos como os que podem ser encontrados na literatura. Os modos de solução operam como esperado, mas é necessário realizar algumas adaptações no código dos modelos para transições entre eles. Ocasionalmente o software apresenta alguns erros de funcionamento, por isso é necessária atenção aos resultados. Uma das vantagens é a comunidade de utilizadores ativa, que promove tutorias, material de consulta e auxilia novos usuários com problemas.

Por outro lado, a ferramenta computacional GridLAB-D possui bastante liberdade de parametrização dos elementos do sistema elétrico, com diversos modelos pré-configurados, possibilitando uma rápida inclusão dos elementos. Há também a disponibilidade de realização de uma análise de mercado energético, para possíveis estudos econômicos. O diferencial do GridLAB-D é a presença de elementos não convencionais em ferramentas computacionais de análises elétricas, como a utilização de dados meteorológicos reais, com permissão de adição desde a temperatura ambiente, quanto a presença de nuvens ou ventos locais. Entretanto, por tratar-se de uma ferramenta estadunidense, não há uma comunidade ativa com debates em língua portuguesa e, além disso, a entrada de dados se faz bastante baseada em conceitos elétricos em inglês, fazendo necessário o conhecimento mínimo da língua inglesa tanto para solução de problemas na simulação quanto para a correta parametrização. Sozinho, o GridLAB-D não possui a funcionalidade de apresentação gráfica de resultados, necessitando de outras ferramentas para comunicação e/ou tratamento dos resultados.

## REFERÊNCIAS

ANEEL. Módulos construtivos de Redes de Distribuição Aérea. 2010.

BUCHHOLZ, B. M.; STYCZYNSKI, Z. Smart Grids – Fundamentals and Technologies in Electricity Networks. p. 396, 2014.

CASILLAS, G. I.; KAGAN, N.; CEBRIAN, J. C.; Voltage regulators, capacitor banks and distributed resources allocation in a distribution network system. **Innovative Smart Grid**, 2017. [ieeexplore.ieee.org](http://ieeexplore.ieee.org). Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8126723/>>. .

CHEN, H.; CONG, T. N.; YANG, W.; et al. Progress in electrical energy storage system: A critical review. **Progress in Natural Science**, v. 19, n. 3, p. 291–312, 2009. Elsevier.

DOE Global Energy Storage Database. Disponível em: <<http://www.energystorageexchange.org/>>. Acesso em: 22/8/2018.

DUNN, B.; KAMATH, H.; TARASCON, J.-M. Electrical Energy Storage for the Grid: A Battery of Choices. **Science**, v. 334, n. 6058, 2011.

ENSSLIN, L.; ENSSLIN, S. R.; PINTO, H. DE M. Processo de investigação e análise bibliométrica: avaliação da qualidade dos serviços bancários. **Revista de Administração Contemporânea**, v. 17, n. 3, p. 325–349, 2013. Disponível em: <[http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1415-6552013000300005&lng=pt&tlng=pt](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1415-6552013000300005&lng=pt&tlng=pt)>. .

EPRI - OpenDSS. Disponível em: <<http://smartgrid.epri.com/SimulationTool.aspx>>. Acesso em: 26/7/2018.

FERREIRA, H. L.; GARDE, R.; FULLI, G.; KLING, W.; LOPES, J. P. Characterisation of electrical energy storage technologies. **Energy**, 2013. Elsevier. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544213001515>>. .

GELLINGS, C. W. The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response. **The Fairmont Press, Inc**, p. 297, 2009.

GridLAB-D. Disponível em: <<https://www.gridlabd.org/>>. Acesso em: 26/7/2018.

HUDA, A. S. N.; ŽIVANOVIĆ, R. Large-scale integration of distributed generation into distribution networks: Study objectives, review of models and computational tools. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2017. Elsevier. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117303842>>. .

KARIMI, M.; MOKHLIS, H.; NAIDU, K.; UDDIN, S.; BAKAR, A. H. Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network—A review. **Elsevier**, 2016. Elsevier. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211500903X>>. .

KERSTING, W. H. Distribution system modelling and analysis. **Power and Energy Society**, p. 329, 2002.

KIM, I. A case study on the effect of storage systems on a distribution network enhanced by high-capacity photovoltaic systems. **Journal of Energy Storage**, 2017. Elsevier. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X16303085>>. .

MOMOH, J. **SMART GRID - Fundamentals of design and Analytics**. 2012.

PEREIRA, G. M. DOS S. Alocação de bancos de capacitores e reguladores de tensão em redes elétricas inteligentes desbalanceadas. 2015.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. **CRESESB**, 2014.

PRODIST. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 20/11/2018.

RADATZ, P. Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS. p. 1–189, 2015.

Resources | PES Test Feeder. Disponível em: <<http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Acesso em: 26/7/2018.

SCHNEIDER, K. P.; FULLER, J. C. Voltage control devices on the IEEE 8500 node test feeder. **Transmission and Distribution**. 2010. [ieeexplore.ieee.org](https://ieeexplore.ieee.org). Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5484225/>>. .

YAMAKAWA, E. K. Sistema de controle nebuloso para bancos de capacitores automáticos aplicados em alimentadores de distribuição de energia elétrica. October, 2007.

ZHANG, J.; CHENG, H.; WANG, C. Technical and economic impacts of active management on distribution network. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 31, n. 2–3, p. 130–138, 2009. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2008.10.016>>. .