

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

JOÃO ALBERTO MACHIAVELLI

SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM  
REDES DE DISTRIBUIÇÃO PARA O GERENCIAMENTO  
DA CURVA DE CARGA

Alegrete  
2018



**JOÃO ALBERTO MACHIAVELLI**

**SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM  
REDES DE DISTRIBUIÇÃO PARA O GERENCIAMENTO  
DA CURVA DE CARGA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof<sup>ª</sup>. Dr<sup>ª</sup>. Ana Paula Carboni de Mello

**Alegrete  
2018**

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos  
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do  
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

M136s Machiavelli, João Alberto

SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO PARA O GERENCIAMENTO DA CURVA DE CARGA / João  
Alberto Machiavelli.

60 p.

Trabalho de Conclusão de Curso(Graduação)-- Universidade  
Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA, 2018.

"Orientação: Ana Paula Carboni de Mello".

1. Sistemas Elétricos de Potência. 2. Redes de  
Distribuição. 3. Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica.  
4. Baterias. 5. Curva de Carga. I. Título.

JOÃO ALBERTO MACHIAVELLI

**SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE  
ENERGIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO PARA  
O GERENCIAMENTO DA CURVA DE CARGA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

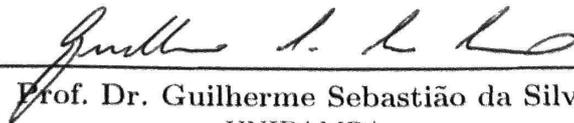
Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em: 29 de junho de 2018.  
Banca examinadora:



---

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Ana Paula Carboni de Mello  
Orientadora  
UNIPAMPA



---

Prof. Dr. Guilherme Sebastião da Silva  
UNIPAMPA



---

Prof. Dr. Eduardo Machado dos Santos  
UNIPAMPA



*Dedico o sucesso deste trabalho a Liane Teresa Gatto Machiavelli,  
por seu imensurável apoio e dedicação para com a realização deste sonho.  
Paula Batistella Gatto (in memoriam) isto também é por você!*



## AGRADECIMENTOS

Eu agradeço imensamente a todos que de maneira direta ou indireta colaboraram para que esse sonho se tornasse realidade. Agradeço aos que duvidaram, e agradeço principalmente aos que acreditaram.

Muito obrigado a minha amada Mãe. Por todos os momentos dedicados a mim, você é a razão de tudo. Saiba que meu maior sonho ainda é retribuir tudo o que fizeste por mim. Agradeço também ao meu querido pai, Gilmar.

Aos tios, tias e primos pelo apoio e confiança. Aos demais familiares e a todos os amigos que sempre me apoiaram. Sou imensamente grato por todos vocês.

A minha orientadora, prof<sup>a</sup>. Ana Paula Carboni de Mello, por toda paciência, disposição e auxílio durante a realização deste trabalho. Aos demais professores que contribuíram com a minha formação, não só agradeço, como também prometo. Prometo sempre buscar ser o reflexo de toda dedicação de vocês.

Aos amigos e colegas, Luís Pedro Gonçalves, Pedro Henrique Nizer, Gabriel André Hoffman, Henrique Eichkoff, Lucas Tarone, John Jefferson e Marcelo Magalhães meu muito obrigado. Ao querido Campus Alegrete e aos seus funcionários. Aos colegas de pesquisa do Grupo de Energia e Sistemas Elétricos de Potência - GESEP.

Sou eternamente grato por tudo e por todos.



*”Enraizados e edificados nele, firmados na fé,  
como foram ensinados, transbordando gratidão.”*

***Colossenses 2:7***



*”Todos vêm o que você parece ser  
mas poucos sabem o que você realmente é.”*

***Nicolau Maquiavel***



## RESUMO

O armazenamento de energia vem se tornando um aliado aos sistemas de distribuição, pois trazem diversos benefícios aos sistemas onde são inseridos, tais como, possibilidades para gerenciamento de energia, regulação de tensão, fácil integração com sistemas de geração distribuída. Neste trabalho elaborou-se uma metodologia para explorar o uso e os benefícios que os Sistemas de Armazenamento de Energia - SAEs podem trazer aos sistemas de distribuição. A inserção de SAEs nas redes de distribuição ocorre a partir do controle de carga e descarga de bancos de baterias, os quais devem respeitar uma faixa de carregamento admissível para a conservação e prolongamento de vida útil. A metodologia visa inserir o coeficiente armazenado para buscar suavização da curva de carga da rede de distribuição, é proposta a injeção de energia armazenada dos SAEs nos horários de demanda máxima da rede de distribuição. O desempenho da metodologia proposta é verificado através dos softwares MATLAB<sup>®</sup> e OpenDSS, em um sistema teste IEEE de 13 barras modificado sob diferentes condições de operação.

**Palavras-chave:** Baterias, curva de carga, energia solar fotovoltaica, redução de ponta de carga, sistema de armazenamento de energia elétrica.



## ABSTRACT

The storage of energy has become an ally of the distribution systems, because they bring several benefits to the systems where they are inserted, such as possibilities for power management, voltage regulation, easy integration with distributed generation systems. In this work, a methodology was developed to explore the use and benefits that Energy Storage Systems (SAEs) can bring to distribution systems. The insertion of SAEs in the distribution networks takes place from the control of loading and unloading of battery banks, which must respect a tolerable load range for the conservation and extension of useful life. The methodology aims at inserting the stored coefficient to search for smoothing the load curve of the distribution network, it is proposed the injection of stored energy of the SAEs in the schedules of maximum demand of the distribution network. The performance of the proposed methodology is verified through the MATLAB<sup>®</sup> and OpenDSS<sup>®</sup> software, in a modified 13-bus IEEE test system under different operating conditions.

**Keywords:** Batteries, load curve, photovoltaic solar energy, reduction of load point, electrical energy storage system.



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Curva típica da irradiação solar no Brasil. . . . .	26
Figura 2 – Principais tipos de armazenamento de energia elétrica. . . . .	30
Figura 3 – Unidade consumidora com SAEs aliado a painéis solares fotovoltaicos, e conectada a rede de distribuição. . . . .	35
Figura 4 – Diagrama de blocos da metodologia proposta. . . . .	38
Figura 5 – Concepção do elemento <i>Storage</i> . . . . .	40
Figura 6 – Perdas do elemento <i>Storage</i> no estado de inatividade. . . . .	41
Figura 7 – Perdas do elemento <i>Storage</i> no estado de descarga. . . . .	42
Figura 8 – Exemplo de descarga de um SAE para valores positivos de <i>Mult</i> . . . . .	43
Figura 9 – Sistemas de testes IEEE 13 barras com SAEs. . . . .	45
Figura 10 – Potência (kWh) de um módulo de armazenamento. . . . .	46
Figura 11 – Potência ativa na Barra 680. . . . .	47
Figura 12 – Potência ativa original do sistema IEEE 13 barras. . . . .	48
Figura 13 – Comparativo entre as curvas de carga antes e após a aplicação dos SAEs.	48
Figura 14 – Comparativo entre a tensão da subestação antes e após a aplicação dos SAEs. . . . .	49
Figura 15 – Comparativo entre a tensão na barra 675 antes e após a aplicação dos SAEs. . . . .	50
Figura 16 – Comparativo entre o fator de potência antes e após a aplicação dos SAEs.	50
Figura 17 – Potência ativa e reativa na Barra 680. . . . .	51
Figura 18 – Comparativo entre as curvas de carga de potência reativa. . . . .	52
Figura 19 – Comparativo da tensão do alimentador para a Fase C. . . . .	52
Figura 20 – Comparativo entre a tensão na barra 675. . . . .	53
Figura 21 – Comparativo entre o fator de potência antes e após a aplicação dos SAEs.	54
Figura 22 – Comparativo do fator de potência na Barra 675. . . . .	54



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros básicos do elemento <i>Storage</i> . . . . .	40
Tabela 2 – Localização dos módulos de armazenamento. . . . .	47



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABAQUE	<i>Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia</i>
CA	<i>Corrente Alternada</i>
CC	<i>Corrente Contínua</i>
DoD	<i>Profundidade de Descarga</i>
DOE	<i>Department of Energy</i>
FV	<i>Fotovoltaico</i>
GMG	<i>Grupo Moto Gerador</i>
IEEE	<i>Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos</i>
MUST	<i>Montante de Uso do Sistema de Transmissão</i>
PV	<i>Painéis Fotovoltaicos</i>
SAE	<i>Sistema de Armazenamento de Energia</i>
SEP	<i>Sistema Elétrico de Potência</i>
SOC	<i>Estado de Carregamento</i>



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>25</b>
1.1	Justificativa	27
1.2	Objetivos	27
1.2.1	Objetivo geral	27
1.2.2	Objetivos específicos	27
1.3	Organização do trabalho	28
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>29</b>
2.1	Considerações iniciais	29
2.2	Sistemas de armazenamento de energia - SAEs	29
2.3	SAEs em redes de distribuição	31
2.3.1	Redução da ponta de demanda	33
2.3.2	Integração de SAEs com painéis fotovoltaicos	34
2.4	Degradação das baterias associadas a sistemas fotovoltaicos	35
2.5	Considerações finais do capítulo	36
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>37</b>
3.1	Considerações iniciais	37
3.2	Formulação do problema	37
3.2.1	Arquitetura proposta	37
3.3	Restrições operativas em redes de distribuição	39
3.4	Modelagem de sistemas de armazenamento	39
3.4.1	Perdas no elemento <i>Storage</i>	40
3.4.2	Comportamento no Modo <i>Follow</i>	42
3.5	Considerações finais do capítulo	43
<b>4</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>45</b>
4.1	Considerações iniciais	45
4.2	Estudo de caso em um sistema teste de 13 barras	45
4.3	Resultados de simulação - Caso 1	46
4.3.1	Módulos de armazenamento - SAEs	46
4.3.2	Curva de carga da subestação	47
4.3.3	Perfil de tensão	49
4.3.4	Fator de potência	49
4.4	Resultados de simulação - Caso 2	51
4.4.1	Módulos de armazenamento - SAE	51
4.4.2	Curva de carga da subestação	51
4.4.3	Perfil de tensão	52
4.4.4	Fator de potência	53

4.5	Considerações finais do capítulo . . . . .	54
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO . . . . .</b>	<b>55</b>
5.1	Considerações finais . . . . .	55
5.2	Sugestões para Trabalhos Futuros . . . . .	55
5.3	Publicações . . . . .	56
	<b>Referências . . . . .</b>	<b>57</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica historicamente foram planejados e estruturados para operar com a seguinte sequência:

- Produzir energia elétrica em grande quantidade (usinas geradoras) para atender a demanda instantaneamente.
- Transportar a energia de forma unidirecional para os centros de carga.
- Por fim, mensurar o fluxo de potência para faturar o consumo.

Atualmente, observa-se uma mudança nesta estruturação, devido as preocupações ambientais e financeiras, principalmente pela redução das emissões de carbono na geração, transporte e uso da energia elétrica.

Esta constante procura por reduções de poluentes ocasionou grande inserção de geração de energia elétrica via recursos renováveis na matriz energética mundial, como turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos, principalmente. No entanto, a natureza desse tipo de geração não garante estabilidade aos sistemas de geração, visto que a geração está sujeita à disponibilidade esporádica dos recursos renováveis. Outro fator adverso é a falta de integração dos sistemas de energias renováveis com os sistemas tradicionais (VAZQUEZ et al., 2010).

Neste cenário, o sistema elétrico brasileiro foi crescendo e tendo como principal fonte de geração de energia elétrica usinas hidroelétricas, que hoje, representam 60% da capacidade total de geração (ANEEL, 2017). Isto faz com que a maior parte da capacidade de geração esteja sujeita aos volumes pluviométricos e a capacidade dos reservatórios. Em um cenário com estiagens cada vez mais constantes, pode-se instaurar uma crise hídrica. Com isso, em períodos de seca, as hidroelétricas enfrentam dificuldades para suprir a demanda nos centros de consumo, fazendo com que o despacho de usinas térmicas se torne comum, conseqüentemente tornando a tarifa de energia elétrica mais cara.

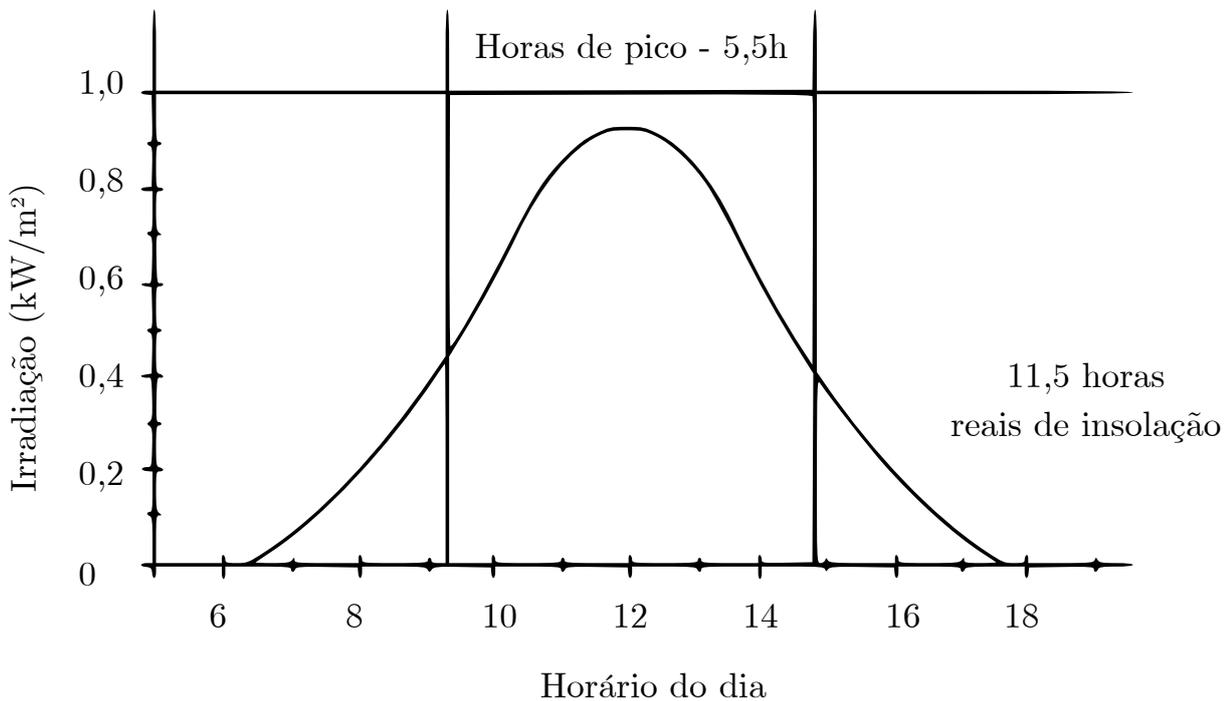
Neste contexto, o uso de Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) pode auxiliar na estabilidade da matriz energética com recursos renováveis.

Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Geração Distribuída (GD) vem crescendo rapidamente no Brasil, onde em julho do ano de 2017, totalizavam-se 15,6 mil instalações, sendo 99% destas novas instalações de sistemas fotovoltaicos (FV) (ANEEL, 2017). Porém a atual política de utilização da GD no Brasil, regulamentada pela resolução ANEEL 482/2012, atualizada pela resolução N° 687/2015 não autoriza a conexão de armazenamento de energia junto aos sistemas FV, em contra partida resoluções normativas estão sendo modificadas periodicamente onde espera-se que

os SAEs sejam previstos nas normas Brasileiras como uma possibilidade de auxiliar o sistema elétrico de potência.

Na Figura 1 tem-se uma curva típica de irradiação solar, que determina a possibilidade de geração dos sistemas FVs, onde observa-se que o pico de geração FV é limitado aproximadamente ao horário das 8 até às 16 horas. Esta característica faz com que os sistemas fotovoltaicos não contribuam na geração nos horários de pico de demanda dos sistemas de distribuição, definido como horário de ponta (CPFL-ENERGIA, 2017).

Figura 1 – Curva típica da irradiação solar no Brasil.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os SAEs tem capacidade de adicionar aos sistemas elétricos mais disponibilidade, qualidade e confiabilidade sem comprometer os níveis de emissões de carbono. Aliados a sistemas FV os SAEs também podem compensar os períodos de baixa irradiação solar. Nos Estados Unidos os SAEs são utilizados por consumidores que buscam evitar custos onerosos com tarifas de energia mais cara, em determinados horários do dia.

A resolução N° 733, aprovada pela ANEEL em 06 de Setembro de 2016, denominada como Tarifa Branca, é uma nova opção tarifária para o consumidor de baixa tensão (127, 220, 380 ou 440 Volts), denominado de grupo B. A tarifa de energia antes constante nesse grupo de consumo, passa a ser variável conforme o dia e o horário de consumo, interferindo de maneira onerosa em determinados horários (SOUZA, 2016).

Com a Tarifa Branca, o consumidor passa a ter possibilidade de pagar valores diferentes em função da hora e do dia da semana. Por esses motivos, a aplicação de SAE vem se tornando uma tendência mundial, juntamente com o grande número de pesquisas que facilitarão a difusão dos SAEs no futuro (FUCHS et al., 2012).

Além disso, a capacidade de armazenamento de energia elétrica mundial está crescendo consideravelmente. Dados da IHS Markit (empresa especializada em pesquisas de mercado), apontam que a capacidade de armazenamento de energia elétrica cresceu de 0,34 GW em 2012/2013 para 6 GW em 2017/2018. E que no ano de 2022 devem superar os 40 GW, nos Estados Unidos. Outro dado que confirma a ascensão dos SAEs foi divulgado pelo Department of Energy (DOE), dos Estados Unidos, que estima que existem no mundo, atualmente 1278 projetos de novas instalações com SAE, totalizando uma capacidade estimada de 185.278 MW (BUENO; BRANDÃO, 2013).

## 1.1 Justificativa

Um dos grandes desafios das concessionárias de energia é se manter eficiente em um cenário com cada vez mais incertezas no planejamento, principalmente ao considerar a intermitência das fontes renováveis cada vez mais presentes nas redes elétricas. Enquanto as fontes renováveis vêm se consolidando como os grandes responsáveis da transformação da matriz energética mundial, a tecnologia de enorme potencial que está se viabilizando para complementar essas mudanças é o armazenamento de energia através de baterias.

A utilização de SAEs é antiga, mas a sua aplicação em projetos *utility-scale* é uma novidade para o setor elétrico mundial. Como o preço de SAEs vem sofrendo importantes reduções ano a ano, há uma necessidade cada vez maior de sua presença quando associados às fontes renováveis de geração.

É importante ressaltar que este fato ainda não foi abordado nas bibliografias encontradas, e metodologias que integram o uso de SAEs aos sistemas fotovoltaicos estão em constante desenvolvimento.

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho é o desenvolvimento de uma metodologia para o gerenciamento da curva de carga em redes de distribuição a partir de sistemas de armazenamento de energia elétrica.

### 1.2.2 Objetivos específicos

- Avaliar o modelo de armazenamento para a suavização de curvas de cargas, no software OpenDSS;
- Realizar à análise das vantagens e desvantagens da inserção dos SAEs nas redes de distribuição;
- Avaliar os resultados considerando um sistema teste de distribuição real;

- Analisar o perfil de demanda diário do sistema através de curvas típicas de carga;
- Determinar a melhor configuração de operação das redes de distribuição com sistemas de armazenamento de energia elétrica;
- Realizar as simulações considerando um fluxo de potência trifásico desbalanceado através da integração dos softwares MATLAB<sup>®</sup> e OpenDSS.

### 1.3 Organização do trabalho

Este trabalho está disposto em cinco capítulos.

No Capítulo 1 é exposta a introdução sobre os temas que cercam o contexto dos SAEs atualmente.

No Capítulo 2 têm-se a revisão bibliográfica sobre o uso e aplicações técnicas dos SAEs em unidades consumidoras, expostos na literatura.

No Capítulo 3 apresenta-se a metodologia proposta de acordo com as informações obtidas nos capítulos anteriores.

No Capítulo 4 são descritos e apresentados os principais resultados de simulação. Também são demonstrados os comportamentos da curva de carga, perfil de tensão e fator de potência da subestação, antes e após da aplicação da metodologia proposta.

Por fim, no Capítulo 5 são descritas as principais conclusões do trabalho e algumas possibilidades para trabalhos futuros.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 Considerações iniciais

Este capítulo apresenta os Sistemas de armazenamento de energia (SAE), mostrando as possibilidades de uso dos SAEs em redes de distribuição. Também são apresentados conceitos sobre a redução da ponta de demanda, a integração de SAEs com painéis fotovoltaicos, e como funciona a degradação das baterias associadas a sistemas fotovoltaicos. Além disso, são abordados pontos importantes sobre a degradação das baterias utilizadas nesse tipo de sistema.

### 2.2 Sistemas de armazenamento de energia - SAEs

Atualmente existem muitas tecnologias de armazenamento disponíveis, em diversos estágios de desenvolvimento, desde pesquisas em universidades até aplicações comerciais de grandes empresas multinacionais do setor elétrico.

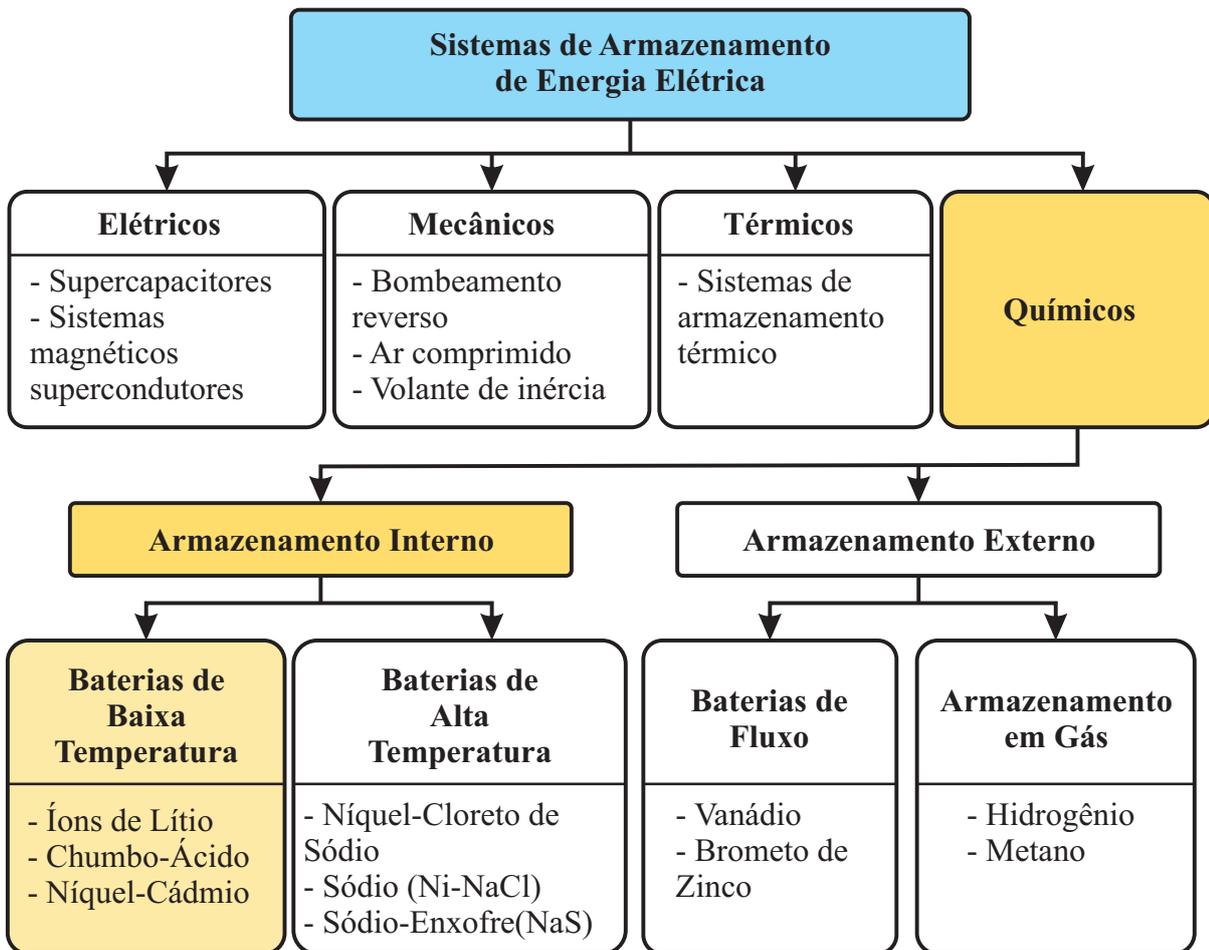
No armazenamento de energia elétrica, as diferentes tecnologias são responsáveis por converter a energia elétrica em outra forma de energia armazenável, durante o processo de carga, como química, mecânica ou térmica. Inversamente, no processo de descarga, a energia armazenada é novamente transformada em energia elétrica. Em todas as tecnologias e métodos de armazenamento elétrico, há presença de perdas de energia nos processos de carga e descarga, essa característica determina a eficiência do sistema de armazenamento.

O trabalho de Bueno e Brandão (2013), apresenta uma visão das principais tecnologias para armazenamento de energia elétrica atualmente. O armazenamento de energia elétrica pode ser feito de diversas formas, onde na Figura 1 é apresentado um esquema completo sobre todos os tipos e características específicas de cada tipo armazenamento. Destaca-se que este estudo está voltado para o armazenamento de características químicas, com objetivo de usar essas tecnologias no aporte de geração distribuída.

No contexto do uso dos SAEs, ainda existem muitos desafios, pois até o momento não são conhecidas soluções consolidadas para o uso de SAEs, por exemplo em aplicações com sistemas de energia solar fotovoltaica. De acordo com Copetti e Macagnan (2007), quando alocados a sistemas solares fotovoltaicos, os SAEs comprometem a sustentabilidade dos projetos pois são responsáveis pela maioria das falhas desse tipo de sistema. Entretanto, este problema vem sendo minimizado com o surgimento de baterias menos suscetíveis a falhas.

Para Imhoff (2007), a alocação de bancos de baterias acaba se tornando, dependendo da capacidade, um dos componentes mais caros do sistema, podendo representar 15% dos custos iniciais para a instalação do sistema fotovoltaico, e 46% do custo total, quando considerados os custos de manutenção do sistema.

Figura 2 – Principais tipos de armazenamento de energia elétrica.



Fonte: Adaptado de (BUENO; BRANDÃO, 2013).

O aumento progressivo de custos nos sistemas com SAEs é dado pelo fato das baterias terem alto custo e vida útil muito inferior aos demais componentes do sistema fotovoltaico. Hoje, muitas tecnologias estão sendo desenvolvidas envolvendo a concepção de baterias mais eficientes, com princípios químicos que aumentam a vida útil e diminuem o custo de fabricação das mesmas.

Atualmente, as baterias mais utilizadas em sistemas fotovoltaicos são feitas de compostos chumbo-ácido e absorvem mais de 90% do mercado, pois apresentam baixo custo quando comparadas a outros tipos de compostos químicos, e também possuem uma larga faixa de capacidade de armazenamento (ROSEMBACK, 2004).

No entanto, uma tecnologia relativamente nova, para uso em sistemas fotovoltaicos são as baterias de íons de lítio, as quais apresentam uma concepção econômica e segura, além de possuírem alta densidade de energia por unidade de massa. Por exemplo, uma bateria de íon-lítio com peso de 1 kg pode armazenar 150 watts-hora de energia elétrica. Já uma bateria de chumbo-ácido tem a capacidade de armazenar apenas 25 watts-hora por quilo grama (BUENO; BRANDÃO, 2013).

No início do ano de 2017, a empresa norte americana Tesla, anunciou uma nova

versão de uma bateria de Íons de Lítio, denominada PowerWall 2. Uma das grandes novidades dessa nova versão do equipamento é a integração de um inversor inteligente (smart inverter) ao sistema, sendo montada em um único módulo de fácil instalação. A ideia da Tesla é facilitar o armazenamento da energia coletada por painéis fotovoltaicos, para os mais diversos tipos de uso. O sistema PowerWall 2 tem potência equivalente de 14 kWh, e acompanha um aplicativo que permite o monitoramento da energia armazenada. Além disso, o *software* emite alertas via celular caso os próximos dias forem nublados possibilitando que o consumidor gerencie melhor o recurso (ORIGIN, 2017).

### 2.3 SAEs em redes de distribuição

As aplicações dos SAEs são divididas em 4 grandes grupos, cada um deles com suas particularidades. De acordo com a Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia - ABAQUE, os grupos de aplicações são os seguintes (BUENO; BRANDÃO, 2013):

1. Deslocamento da Energia no Tempo: Muitas vezes também chamado de arbitragem, é uma forma de obter vantagem na diferença entre os preços da energia elétrica nos horários de ponta e fora de ponta. Compra-se (e armazena-se) a energia no horário fora de ponta para utilização no horário de ponta.
2. Capacidade Adicional de Fornecimento: Sistemas de armazenamento podem ser utilizados para adiar investimentos em reforço do sistema de suprimento. Quando uma carga demanda uma potência elevada por um tempo curto (até algumas horas), um sistema de armazenamento pode ser utilizado para suprir a energia adicional durante este intervalo, evitando a ampliação ou o reforço do sistema elétrico de suprimento, ou, mesmo, a contratação de energia adicional.
3. Integração de Fontes Renováveis – Geração Intermitente: Sistemas de geração distribuída, especialmente baseados nas fontes eólica e solar, apresentam intermitências inerentes à fonte primária (momentos sem vento ou sem sol). Sistemas de armazenamento podem prover a “suavização” da curva de geração e, mesmo, suprir energia por pequenos intervalos, quando a geração estiver indisponível por condições climáticas.
4. Serviços Ancilares: Há uma gama de serviços de suporte à operação do Sistema Elétrico de Potência (SEP) em que os SAEs podem ser utilizados para aumentar a estabilidade dinâmica, a capacidade de suprimento e a confiabilidade, ainda que os montantes de energia envolvidos sejam relativamente pequenos (quando comparados aos montantes de energia que transitam pelo SEP) e a instalação dos SAEs não se justifique pelo valor econômico da energia armazenada. As principais aplicações com estas características são:

- Controle de tensão e frequência;
- Reserva girante/reserva suplementar;
- Controle de Intercâmbios.

Segundo Bueno e Brandão (2013), as tendências para o uso de SAEs estão se direcionando para dois grandes grupos de aplicações. O primeiro é a indústria automotiva de veículos elétricos (BARAN; LEGEY, 2011). Já o segundo são as aplicações em instalações consumidoras e residenciais, pelo fato de os benefícios serem potencializados quando as instalações de SAEs forem disseminadas em um grande número de usuários.

As principais aplicações dos SAEs em unidades consumidoras de acordo com Bueno e Brandão (2013), são apresentadas abaixo.

- Redução de ponta de carga: Armazenar a energia em momentos de maior disponibilidade para utilizar em momentos de maior restrição. Neste caso, cita-se, por exemplo, a redução da demanda contratada para consumidores com picos de consumo de curta duração (poucas horas);
- Arbitragem: Armazenar a energia em momentos de menor custo para utilizar em momentos de maior custo. Normalmente, este uso está associado ao anterior. Neste caso, cita-se, por exemplo, a redução da demanda contratada no horário de ponta, quando a energia tem custo elevado, ou até a substituição de Grupos Motor-Geradores (GMG's) para clientes que substituem a contratação de demanda na ponta por geração própria.
- Deslocamento de consumo: Armazenar energia em momentos de maior produção (oferta) para utilizar em momento de maior demanda (consumo). Esta alternativa é especialmente utilizada em sistemas isolados.
- Confiabilidade: Armazenamento da energia em momentos de disponibilidade para uso em momentos de indisponibilidade – por exemplo, os no-breaks utilizados em centros de processamento de dados, centrais de segurança, etc. Existem aplicações deste tipo onde os sistemas de armazenamento são uma exigência do cliente ou, até mesmo, um requisito legal;
- Suprimento a picos de demanda de potência: Mais comum em sistemas de tração elétrica ou em indústrias com cargas de grande inércia, onde as partidas da carga exigem elevados picos de potência. Baterias podem suprir estes picos de curta duração, reduzindo o dimensionamento do sistema de suprimento.
- Suavização de oscilações de potência: Aplicado quando uma fonte de energia é incapaz de fornecer uma saída constante de potência. Por exemplo, uma usina solar, sujeita a momentos de maior ou menor insolação, ou um gerador eólico, sujeito a momentos de maior ou menor intensidade de vento.

Em Botelho Dutenkefer (2017) é elaborado um modelo de otimização com base na normativa Nº 666. Os autores avaliam economicamente os benefícios da utilização de baterias na rede de distribuição em um cenário com alta penetração de geração fotovoltaica com o objetivo de interferir na contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), que representa a potência elétrica contratada pela distribuidora em um ponto de conexão com a transmissão para atender a carga de um ou mais alimentadores.

Os autores concluíram que o benefício do uso da bateria relacionado à contratação do MUST pela distribuidora é muito pequeno para viabilizar o investimento. Porém, afirmam que há diversas outras utilizações dos SAEs cujo benefício econômico ainda não foi quantificado na bibliografia, como o aumento da confiabilidade da rede e a melhoria na qualidade do fornecimento da energia (tensão e frequência), reduzindo o DEC e FEC das distribuidoras.

No estudo realizado por Penkey et al. (2016), foi modelada uma microrede na cidade de Spokane - EUA, utilizando o *software* PowerWorld com dados reais dos sistemas de distribuição e transmissão local. Os autores analisaram as diferentes tecnologias de armazenamento disponíveis no mercado, onde foi identificado que as baterias de enxofre de sódio são as melhores para a operação particular da microgrid, pois estas baterias apresentam alta densidade de energia e tamanho compacto, convenientes para esta aplicação. A diferença máxima entre a geração total e a carga total foi utilizada para determinar o tamanho da bateria. Os aspectos econômicos no dimensionamento do armazenamento não foram considerados por (PENKEY et al., 2016).

Os autores ainda propõem a localização quase ideal para alocação de baterias com base em duas técnicas diferentes. Uma baseada na sensibilidade à tensão e outra baseada na capacidade de carga das linhas de transmissão e distribuição. A alocação do tamanho apropriado da bateria em uma localização ideal melhorou o comportamento geral da microrede em termos de perfil de tensão e capacidade de carga atual dos condutores.

### 2.3.1 Redução da ponta de demanda

A ponta de demanda ocorre quando múltiplos consumidores utilizam grande quantidade de aparelhos elétricos simultaneamente. No norte da Europa este pico geralmente ocorre ao entardecer dos dias de inverno quando a maioria da população retorna às suas casas após os afazeres diários e utiliza imediatamente a iluminação e os sistemas de aquecimento de suas residências. No Brasil, de acordo com CPFL-Energia (2017) esse horário é definido das 18 horas às 21 horas.

Caso muitas residências e empresas estejam equipados com sistemas próprios de armazenamento de energia, estes podem ser configurados para prover a totalidade de sua respectiva demanda, quando o sistema de distribuição estiver em seu maior pico. Isto naturalmente alivia a carga de transmissão e de distribuição da concessionária ao mesmo tempo em que reduz a quantidade da energia de pico que deve ser gerada através de usinas

hidrelétricas.

O descongestionamento do sistema de transmissão e distribuição não é possível se a capacidade de armazenamento estiver concentrada em poucas instalações de grande porte. Embora a energia da demanda de ponta possa ser gerada antecipadamente, através das usinas hidrelétricas de menor custo operacional, é ainda necessário distribuí-la quando ocorre o pico de demanda, levando a capacidade do sistema de transmissão ao seu limite.

O armazenamento de energia de grande porte pode prover somente benefícios parciais em termos de mitigação de energia de ponta, permitindo que a energia seja gerada em diferentes horários e a custos mais baixos. De outro lado, o armazenamento distribuído pode permitir a ponta além de reduzir a carga máxima para o sistema de transmissão. Considerando que os custos de transmissão e de distribuição são proporcionais ao quadrado da corrente elétrica, existem grandes economias a serem atingidas – reduzindo a corrente conduzida pelo sistema de transmissão em 50% as perdas respectivas reduzem-se em torno de 75%.

Tipicamente, as tarifas mais altas de eletricidade são cobradas durante os horários de demanda de ponta. Na hipótese de que as residências e os negócios pudessem alterar seus hábitos de consumo para os horários fora de ponta, através de medidas de gerenciamento de demanda, eles poderiam pagar menores faturas de energia mesmo que seu consumo total de energia permanecesse o mesmo.

Algumas estruturas tarifárias incluem uma cobrança extra para a ponta de consumo de cada cliente. Isto normalmente acontece com os consumidores comerciais e industriais, onde a demanda máxima é tarifada mesmo que não coincida com o pico de demanda do sistema de distribuição e transmissão.

### 2.3.2 Integração de SAEs com painéis fotovoltaicos

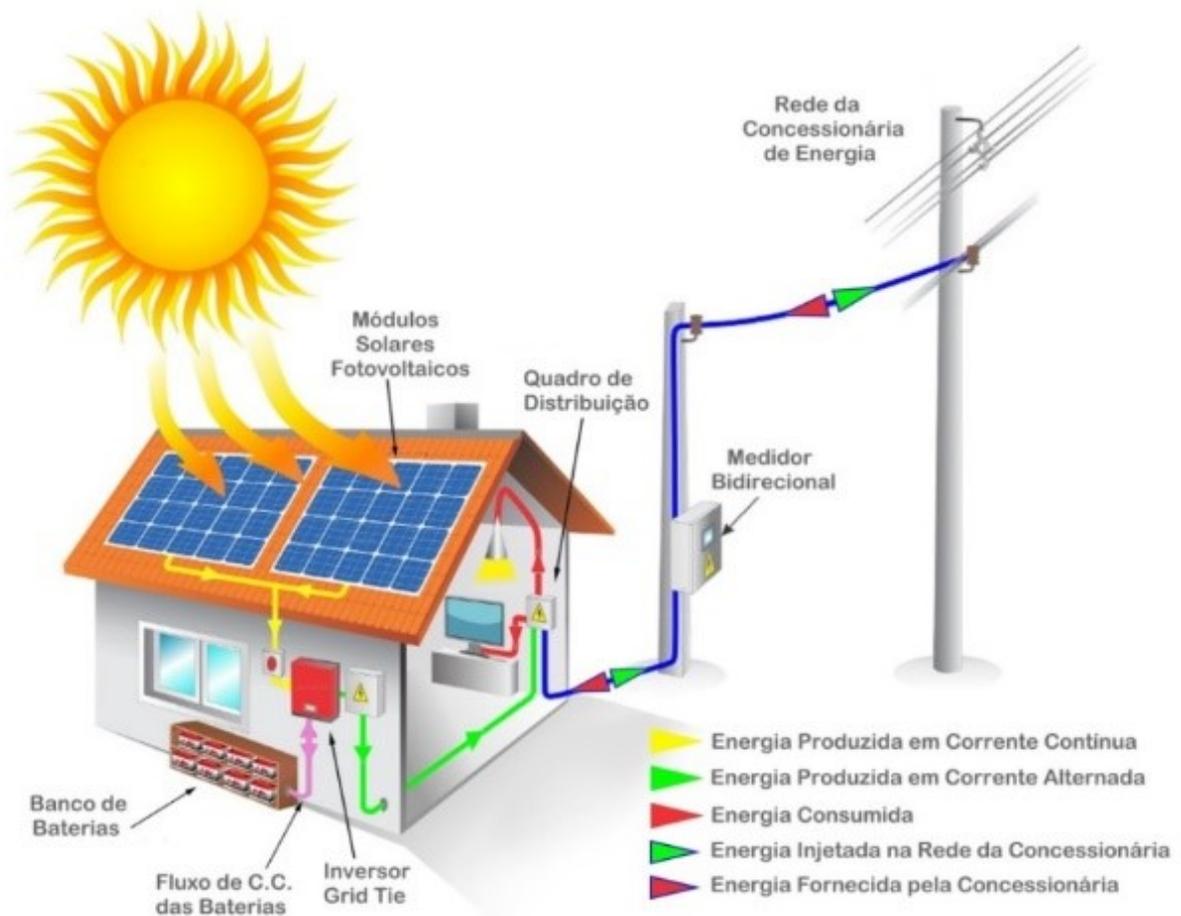
De acordo com Qian et al. (2011) a Califórnia determinou que 20% de sua geração viesse de fontes renováveis até 2010 e 33% até 2020. Muitos outros estados e os países têm regulamentos semelhantes. Essas normativas e determinações já baseiam-se em sistemas conectados à rede e que possuem sistemas de armazenamento de energia. Na Europa a norma que regulamenta os SAEs é a IEC 62933 de 2018.

No Brasil, a regulamentação de sistemas fotovoltaicos conectados a rede de distribuição é realizada a partir da NBR 16149 de ABNT (2013), que especifica as características e padroniza o acesso a rede elétrica para sistemas fotovoltaicos (PV) com conexão por inversores de frequência, estabelecendo a compatibilidade com a rede para PV de potência nominal inferior a 3kW e superior a 6kW (MELLO, 2018). Salienta-se que os equipamentos de armazenamento de energia, como baterias, supercapacitores e SAEs em geral, ainda não receberam regulamentação quanto à operação em redes de distribuição.

A Figura 3 apresenta um sistema híbrido de uma unidade consumidora que utiliza SAEs juntamente com os painéis fotovoltaicos, conectada da rede. A unidade modelo é

composta por módulos solares fotovoltaicos, um banco de baterias, inversor de corrente CC-CA e um medidor bidirecional de energia elétrica.

Figura 3 – Unidade consumidora com SAEs aliado a painéis solares fotovoltaicos, e conectada a rede de distribuição.



Fonte: Adaptado de Portal Solar.

## 2.4 Degradação das baterias associadas a sistemas fotovoltaicos

O alto custo SAEs é um dos principais fatores que afetam sua implantação em grande escala, principalmente para aplicações na minimização dos efeitos de intermitência da geração de energia elétrica por fontes renováveis. Entretanto, existe uma tendência de redução do custo dos SAEs para esse tipo de aplicação, estima-se que até 2020 os valores estejam em torno de 1000 USD/kWh segundo Vorrath (2015), a instalação de baterias ou outros tipo de SAEs ainda é um investimento muito significativo para empresas e consumidores individuais.

A integração dos SAEs com certos recursos de geração renovável como, por exemplo, energia solar fotovoltaica, é quase inevitável devido à carga não coincidente e ao pico de geração, e taxas de variação de geração causadas pelas condições climáticas. O fluxo de energia reversa, a elevação da tensão e as flutuações na potência de painéis fotovoltaicos

(PV) estão entre os impactos mais adversos que podem ser mitigados com a integração de SAEs aos sistemas FV.

Portanto, apesar da enorme escala de investimento, muitos proprietários de sistemas fotovoltaicos instalaram ou planejaram instalar sistemas híbridos usando SAEs. Porém, as baterias aplicadas nesse tipo de utilização tem vida nominal especificada pelo número total de ciclos de carga e descarga.

Para Alam e Saha (2016) a análise da degradação do ciclo de vida envolve a determinação do número total de ciclos gastos por uma bateria, em um determinado período de tempo. A dificuldade na contagem de ciclos para a operação de baterias em aplicações de energia solar fotovoltaica, é a presença de ciclos de carga-descarga irregulares onde a Profundidade de Descarga (DoD) variável é causada pela instabilidade dos PV.

À medida que a vida útil do ciclo varia para diferentes faixas do DoD, todos os micro ciclos (pequenos ciclos dentro de um histórico de tempo de carga-descarga principal) presentes em um perfil de DoD por um período de tempo determinado precisam ser extraídos para estimar a quantidade total de degradação da bateria ciclo de vida. É essencial entender como essa intermitência pode afetar a vida útil dos sistemas de armazenamento. A incorporação de dados de degradação de vida útil, na concepção de novas baterias e o gerenciamento das curvas de carga e descarga também seria útil para evitar as falhas nos sistemas de armazenamento (ALAM; SAHA, 2016).

## 2.5 Considerações finais do capítulo

Observa-se que as novas baterias de Íons de Lítio apresentam bom desempenho em aplicações aliadas a painéis solares fotovoltaicos em unidades consumidoras de pequeno porte. Os conceitos para as aplicações de SAEs nos sistemas de distribuição, indicam que as tendências estão voltadas para aplicações em unidades consumidoras.

Dessa forma, possibilitando que a energia acumulada pelos SAEs seja deslocada no tempo, ou armazenada para diversos fins, trazendo benefícios tanto para o consumidor, quanto para a concessionária, foi elaborada uma metodologia para o gerenciamento da curva de carga, a qual é apresentada no próximo capítulo.

### 3 METODOLOGIA

#### 3.1 Considerações iniciais

Este capítulo apresenta a metodologia proposta para realizar o gerenciamento de curvas de cargas a partir dos SAEs. São apresentadas a arquitetura de funcionamento com as restrições operativas, a modelagem completa dos SAEs incluindo as perdas e demais parâmetros de funcionamento.

#### 3.2 Formulação do problema

No cenário brasileiro tem-se um perfil de consumo caracterizado pelo horário de maior consumo das 18 às 21 horas no período conhecido como horário de ponta.

Atualmente o índice de inserção de sistemas fotovoltaicos (FV) nas redes de distribuição tem beneficiado consumidores e concessionárias, porém o potencial gerado por sistemas FV *on-grid* é limitado pela disponibilidade do recurso solar, não atendendo os horários de ponta do sistema, que geralmente ocorrem às 15 e às 18 horas, não coincidindo com a geração máxima dos sistemas FVs.

A utilização de armazenamento de energia surge como alternativa para minimizar os problemas nos horários de ponta, pois adiciona aos sistemas FVs a capacidade de armazenar uma parte da energia gerada, para utilização em horários onde não há disponibilidade de geração.

##### 3.2.1 Arquitetura proposta

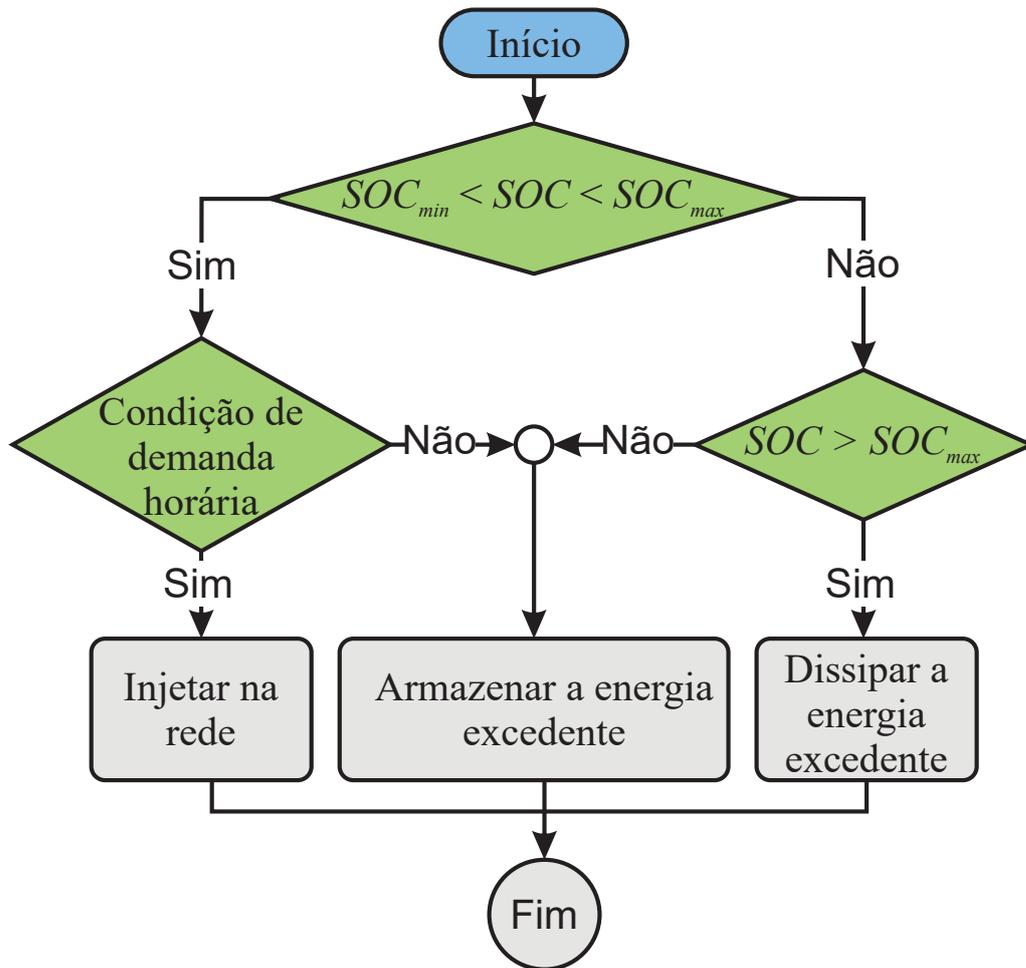
A Figura 4 mostra o diagrama de blocos com as etapas da metodologia proposta. Inicialmente ocorre a verificação das condições do estado de carregamento das baterias (SOC), que devem operar dentro de uma faixa de carregamento com um limite inferior e um limite superior, especificados conforme a Equação 3.1.

$$SOC_{min} < SOC < SOC_{max} \quad (3.1)$$

O estado de carregamento mínimo é definido como  $SOC_{min}$ , por exemplo 10%, e o estado de carregamento máximo  $SOC_{max}$ , como 90%. Onde o SAE deve operar dentro dessa faixa de capacidade.

A próxima etapa tem o objetivo de buscar o deslocamento da energia armazenada nos períodos de alta insolação, para horários de maior consumo, técnica que consiste em armazenar energia em horários de carga mais baixa para utilizá-la nos picos de demanda do sistema, conhecido como *time-shifting*. Esta etapa caracteriza-se por um bloco que verifica a condição de demanda horária.

Figura 4 – Diagrama de blocos da metodologia proposta.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Se o sistema sob estudo está em um horário de pico definido, por exemplo, entre 18 e 21 horas, passa-se a injetar a energia armazenada pelas baterias na rede. Por se tratar de um horário de ponta, acredita-se que com essa ação o sistema possa vir a ser beneficiado, ao receber um contingente de energia no horário onde a demanda é muito alta. Caso a condição de demanda horária esteja fora de um horário de ponta, o SAE passa a armazenar a energia obtida pelo conjunto de painéis fotovoltaicos.

Retornando para a primeira verificação, caso o  $SOC$  esteja fora dos limites definidos na Equação (3.1), o sistema verifica novas condições, para localizar se o estado de carregamento está acima do limite máximo, ou abaixo do mínimo:

- Se  $SOC < SOC_{min}$  o sistema busca armazenar a energia proveniente dos painéis, para que o  $SOC$  retorne para a condição de operação segura;
- Se  $SOC > SOC_{max}$  o sistema passa a dissipar a energia excedente em resistores acoplados ao inversor.

A execução do fluxo de potência ocorre após cada etapa do fluxograma, verificando

todas as variáveis elétricas como potência, tensão e frequência do sistema de distribuição.

O principal diferencial desta metodologia é a possibilidade de avaliar os impactos que os SAEs podem trazer se forem adicionados as novas instalações de geração distribuída. O fluxograma proposto nesta metodologia garante um impacto na curva de carga no horário de pico, pois o percentual armazenado é entregue para a rede no horário de maior consumo, e também garante que o SAE opere dentro de limites de capacidade adequados, evitando sua degradação por sobrecarga, ou falta dela, aumentando, dessa forma, a vida útil das baterias.

### 3.3 Restrições operativas em redes de distribuição

O uso de SAEs deve respeitar os limites operativos das redes de distribuição no qual forem inseridos essas restrições são apresentadas nas equações a seguir.

$$0,95 \leq V_i \leq 1,05 \quad (3.2)$$

$$-16 \leq A_{ij} \leq 16 \quad (3.3)$$

$$-43,58\% \leq Q_{inv} \leq 43,58\% \quad (3.4)$$

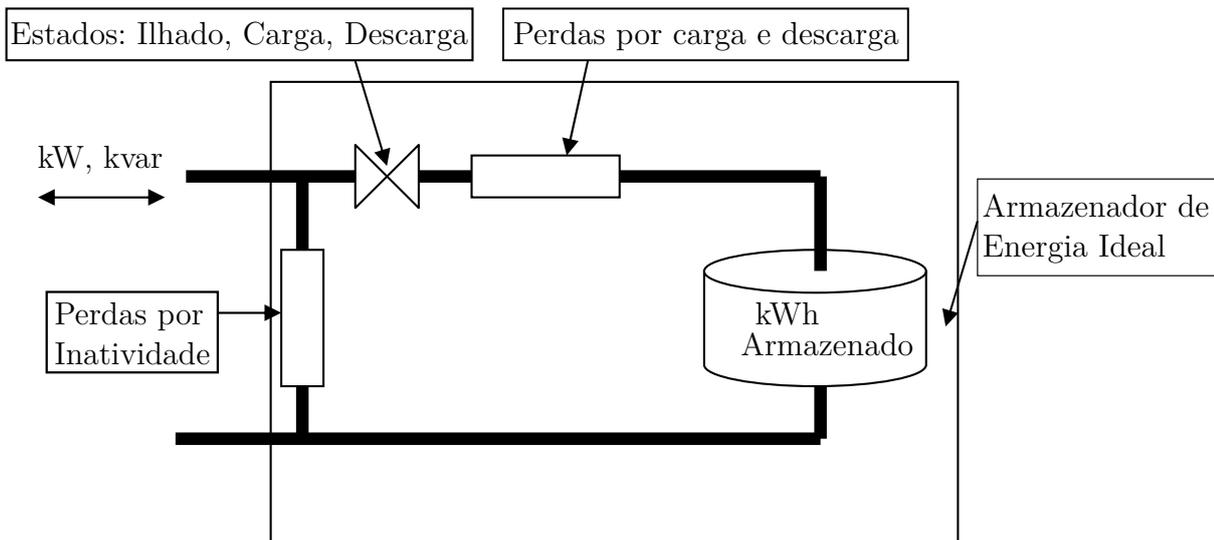
Onde a Equação 3.2 restringe a faixa de operação de tensão onde  $V_i$  é a tensão na barra de inserção do SAE, a Equação 3.3 restringe o número máximo de comutações de TAP dos reguladores de tensão onde  $A_{ij}$  é o número de comutações, se existentes, e a Equação 3.4 limita a porcentagem de energia reativa do inversor, onde  $Q_{inv}$  representa o valor de potência reativa do inversor. Salienta-se que as restrições impostas pela NBR 16149, também se enquadram para o uso neste trabalho, pois visam garantir uma operação adequada da rede de distribuição em condições operacionais.

### 3.4 Modelagem de sistemas de armazenamento

Foi utilizado software OpenDSS, que possibilita modelar sistemas de armazenamento através de uma função denominada *Storage*. O elemento de armazenamento é essencialmente um gerador que pode ser despachado para produzir energia (descarga) ou consumir energia (carga) dentro de sua potência nominal e capacidade de energia. O modelo foi desenvolvido a partir do modelo do elemento *Generator*.

Um elemento de armazenamento pode agir independentemente ou ser controlado por um elemento *StorageController*.

A Figura 5 mostra a concepção do elemento e suas principais propriedades. O controle do elemento *Storage* pode ser definido no próprio elemento, em três estados, despachar potência, absorver potência ou permanecer inerte.

Figura 5 – Concepção do elemento *Storage*.

Fonte: Adaptado de EPRI 2011.

O sistema armazenador de energia conta com a presença de um inversor e, portanto, respeitando o limite de potência aparente do inversor é possível produzir ou absorver energia reativa, isso também vale para a condição inerte. Outro aspecto que o modelo considera é a perda ativa do sistema, o qual engloba as perdas dos elementos de controle, dos elementos que mantêm a temperatura da bateria em níveis desejados e, por fim, as perdas no processo de despachar e absorver energia (RADATZ, 2015).

Na Tabela 1 estão os principais parâmetros utilizados para se definir o elemento *Storage*.

Tabela 1 – Parâmetros básicos do elemento *Storage*.

Parâmetro	Descrição
<i>bus1</i>	Nome da barra que é conectada o seu terminal
<i>kWrated</i>	Potência nominal do sistema
<i>kWhrated</i>	Capacidade de armazenamento
<i>dispmode</i>	Modo de despacho
<i>Daily</i>	Curva que descreve a descarga ou carga

Fonte: Adaptado de EPRI 2011.

### 3.4.1 Perdas no elemento *Storage*

As perdas são importantes ao avaliar os esquemas de armazenamento. O modelo permite separar especificação das eficiências de carga e descarga. Os valores padrão para cada direção são 90%, fazendo uma eficiência nominal de carga e descarga de 81%. É possível definir a carga e eficiência para valores desejados.

As perdas por inatividade (*Idling Losses*) representam o consumo de energia dos equipamentos auxiliares do armazenador e são modeladas por uma impedância cons-

tante. Definidas como uma porcentagem da potência nominal (parâmetro  $kWRated$ ) do armazenador. A Equação 3.5 modela a admitância das perdas por inatividade

$$\bar{Y}_{idling} = \frac{1}{R} + \frac{1}{j \times X} = (\%idlingkW - j \times \%idlingkvar) \times \frac{kWRated \times 10}{|V_{Fn}|^2 \times N_{fases}} [S] \quad (3.5)$$

onde  $V_{Fn}$  é a tensão nominal de fase e  $N_{fases}$  é o número de fases do elemento (ROCHA; RADATZ, 2018).

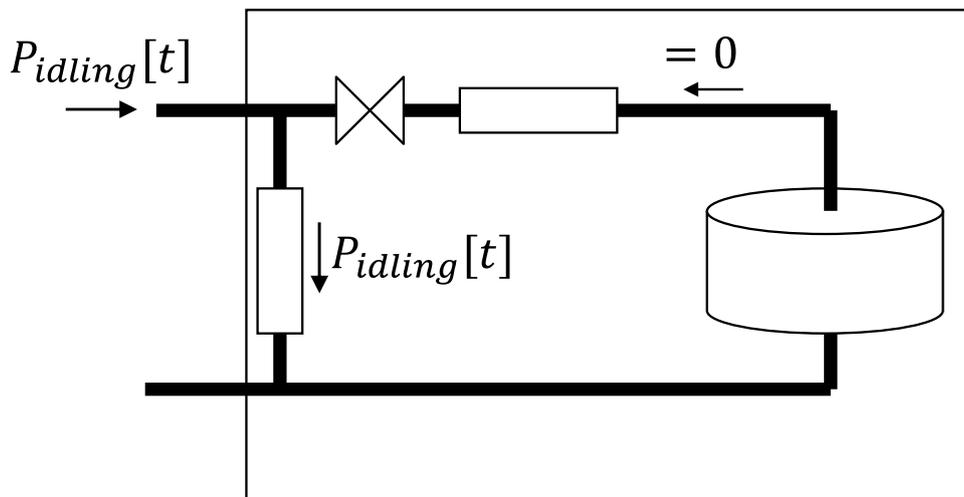
Supondo um elemento armazenador trifásico, a perda por inatividade é trifásica e representada na Equação 3.6.

$$\bar{S}_{idling} = \sum_{i=1}^3 \bar{Y}_{idling} \times |V_i|^2 [VA] \quad (3.6)$$

onde  $V_i$  é a tensão efetivamente aplicada na fase  $i$ , dada pela diferença entre a tensão na fase  $i$  e a tensão de neutro.

A modelagem de perdas é diferente para os três estados de operação do elemento *Storage*. A Figura 6 mostra o comportamento de perdas no estado de inatividade. Ressalta-se que no estado de inatividade as perdas são supridas pela rede, o elemento desligado consome sempre um equivalente de potência.

Figura 6 – Perdas do elemento *Storage* no estado de inatividade.



Fonte: Elaborado pelo autor.

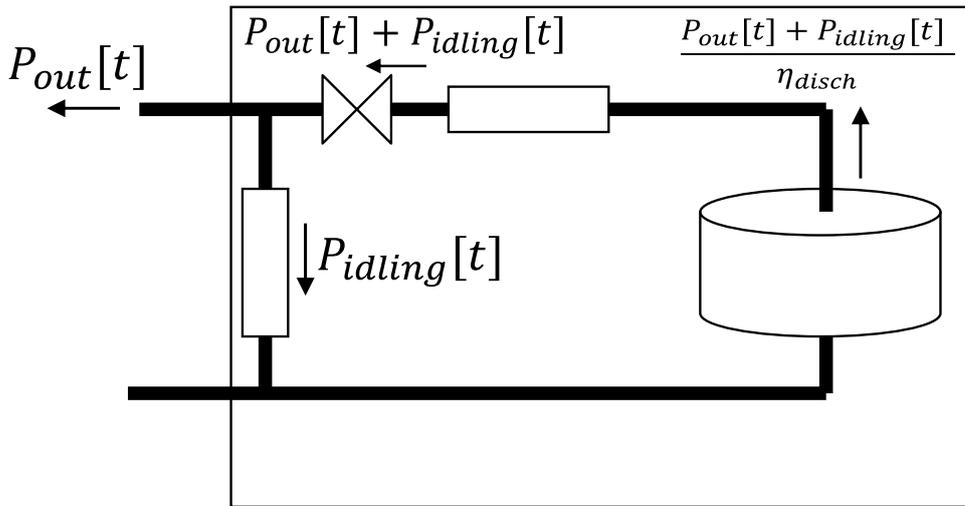
Entretanto na modelagem para o estado de descarga, o elemento só pode entrar nesse estado se a quantidade de energia armazenada é maior que a capacidade máxima de descarga ( $\%Reserve$ ). A taxa de descarga pode ser definida pelo usuário através do parâmetro  $\%Discharge$  ou através do parâmetro  $kW$ . O fluxo de energia no armazenador durante o estado de descarga é apresentado na Figura 7. Uma vez determinados a potência

injetada e as perdas por inatividade em um dado instante de simulação  $t$ , as perdas por descarga são dadas pela Equação 3.7.

$$Perdas_{disch}[t] = (P_{out}[t] + P_{idling}[t]) \times \left( \frac{1}{\eta_{disch}} - 1 \right) \quad (3.7)$$

Onde  $\eta_{disch}$  representa a eficiência durante a descarga,  $P_{idling}$  são as perdas por inatividade em um dado instante  $t$ ,  $P_{out}$  é a potência injetada na rede em um dado instante  $t$ .

Figura 7 – Perdas do elemento *Storage* no estado de descarga.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Por fim, as perdas totais do elemento *Storage* no estado de descarga são apresentadas na Equação 3.8.

$$Perdas_{tot}[t] = P_{out}[t] \times \left( \frac{1}{\eta_{disch}} - 1 \right) + P_{idling}[t] \times \frac{1}{\eta_{disch}} \quad (3.8)$$

### 3.4.2 Comportamento no Modo *Follow*

O elemento *Storage* tem por definição cinco modos de operação, que definem o despacho, ou carregamento dos SAEs.

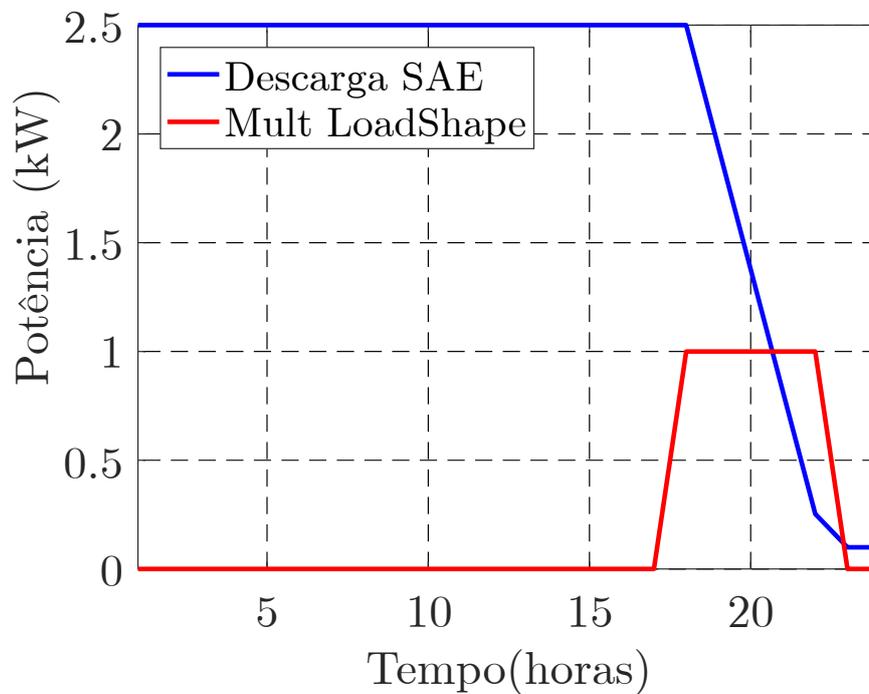
- Padrão (*Default*);
- Nível de Carga (*LoadLevel*);
- Nível de Preço (*PriceLevel*);
- Externo (*External*);
- Seguidor (*Follow*).

A metodologia utiliza o Modo *Follow* para definir a operação dos SAEs conforme valores de um conjunto de pontos, chamado de (*Mult*), esse conjunto de pontos é um

multiplicador e é descrito para determinar o estados de carga, descarga e inatividade. A potência do SAE varia conforme os valores da curva, porém a curva só é obedecida se o estado de carga e capacidade do armazenamento permitirem a operação. A Figura 8 mostra um exemplo de descarga de um SAE para valores positivos de  $Mult$  (ROCHA; RADATZ, 2018).

- $Mult < 0$ : Carga
- $Mult > 0$ : Descarga
- $Mult = 0$ : Inativo

Figura 8 – Exemplo de descarga de um SAE para valores positivos de  $Mult$ .



Fonte: Elaborado pelo autor.

### 3.5 Considerações finais do capítulo

Neste capítulo abordou-se o desenvolvimento da metodologia proposta, a fim de demonstrar todos os conceitos e artifícios utilizados para a obtenção dos resultados. Conforme exposto a metodologia foi elaborada para preservação da vida útil dos SAEs, através dos limites do  $SOC$ , mas como uma alternativa para incidir diretamente na curva de carga do alimentador.



## 4 RESULTADOS

### 4.1 Considerações iniciais

No presente capítulo são apresentadas as diretrizes utilizadas na simulação e aplicação dos SAEs em uma rede de distribuição com intuito de aplicar a metodologia proposta, através de simulações no software OpenDSS e MATLAB<sup>®</sup>. São demonstrados os cenários simulados e os resultados observados, bem como os comportamentos das variáveis de tensão, potência, fator de potência do alimentador estudado.

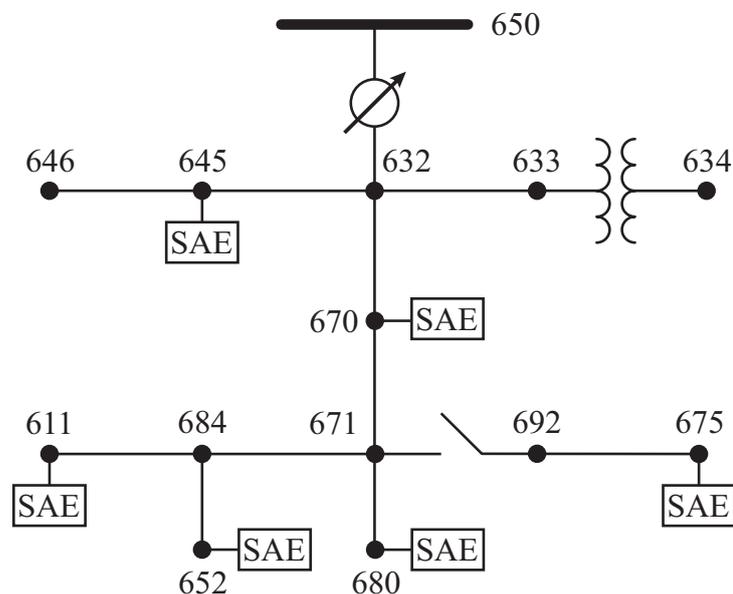
### 4.2 Estudo de caso em um sistema teste de 13 barras

O *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) fornece uma série de sistemas para testes de redes de distribuição e sistemas de potência, com objetivo de validar os estudos de distribuição e sistemas de potência. O sistema teste utilizado para este estudo foi o sistema IEEE de 13 Barras.

Este modelo compreende um circuito pequeno e sua tensão de operação é 4,16 kV. Também é caracterizado por ser curto, relativamente carregado, com um único regulador de tensão na subestação, linhas aéreas e subterrâneas, capacitores em derivação, um transformador em linha e cargas desequilibradas.

A Figura 9 mostra o sistema teste de 13 barras com a alocação dos módulos de armazenamento.

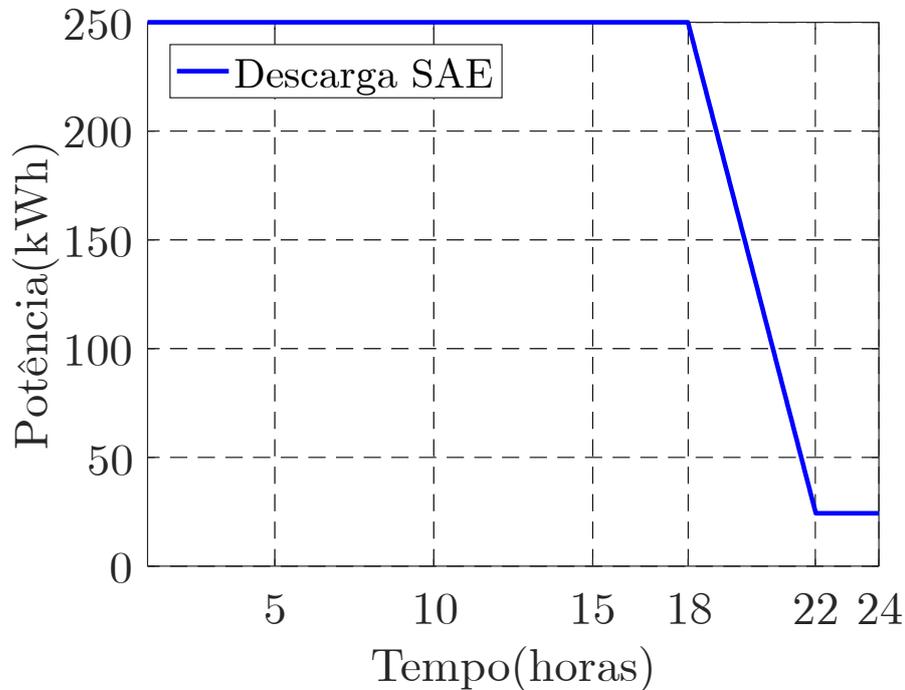
Figura 9 – Sistemas de testes IEEE 13 barras com SAEs.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 10 mostra o potência horária de um dos módulos de armazenamento, onde observa-se a descarga até o limite inferior conforme os horários pré-definidos.

Figura 10 – Potência (kWh) de um módulo de armazenamento.



Fonte: Elaborado pelo autor.

### 4.3 Resultados de simulação - Caso 1

No primeiro cenário foi proposta somente a análise dos benefícios da injeção do potencial armazenado, nos horários de pico. A simulação começa às 00:00 horas, com as baterias em 100% de carga. O fluxo de potência é executado de minuto em minuto. E o despacho dos armazenadores é iniciado as 19:00 horas e encerrado as 22:00 horas, realizando somente a injeção de potência ativa ao sistema.

#### 4.3.1 Módulos de armazenamento - SAEs

Foram utilizados 6 módulos de baterias monofásicas, de 250 kWh armazenados, com tensão de 2,4 kV e 50 kW de potência de saída. As baterias foram alocadas de forma aleatória nas barras do sistema e em fases diferentes. A Tabela 2 apresenta as barras e as fases onde os SAEs foram inseridos.

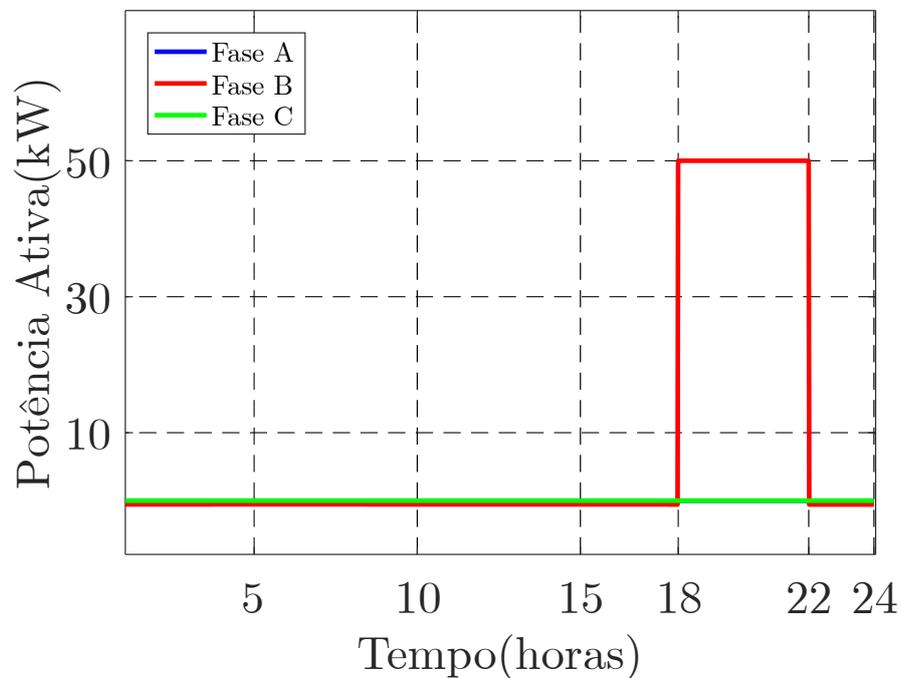
A Figura 11 mostra a curva de potência ativa na Barra 680, onde o armazenamento está conectado na fase B. Como a barra 680 não possui cargas, pode-se observar a parcela de energia do armazenamento sendo inserida na barra 680 pela fase B. Esse resultado é semelhante para as demais barras onde o armazenamento está sendo inserido.

Tabela 2 – Localização dos módulos de armazenamento.

Barra	Fase
680	B
675	A
611	C
652	A
670	B
645	C

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 11 – Potência ativa na Barra 680.



Fonte: Elaborado pelo autor.

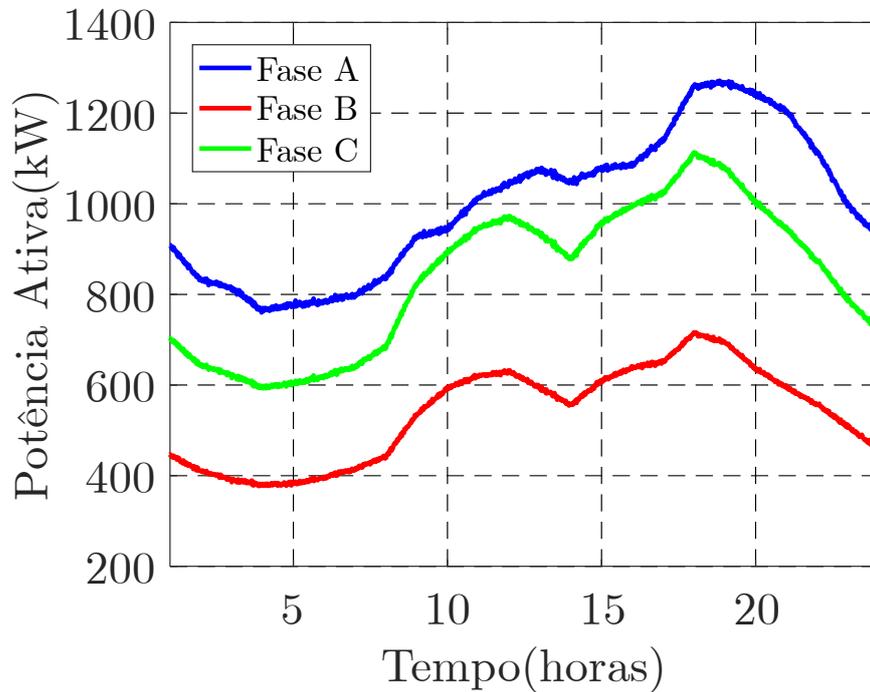
#### 4.3.2 Curva de carga da subestação

No primeiro cenário as baterias estão programadas para realizar somente a injeção de potência ativa no sistema. Considerando o fator de potência de cada inversor unitário.

A Figura 12 mostra a curva de potência ativa das três fases do sistema, antes da inserção do armazenamento. A característica da curva de carga mostra um perfil de consumo, industrial e residencial.

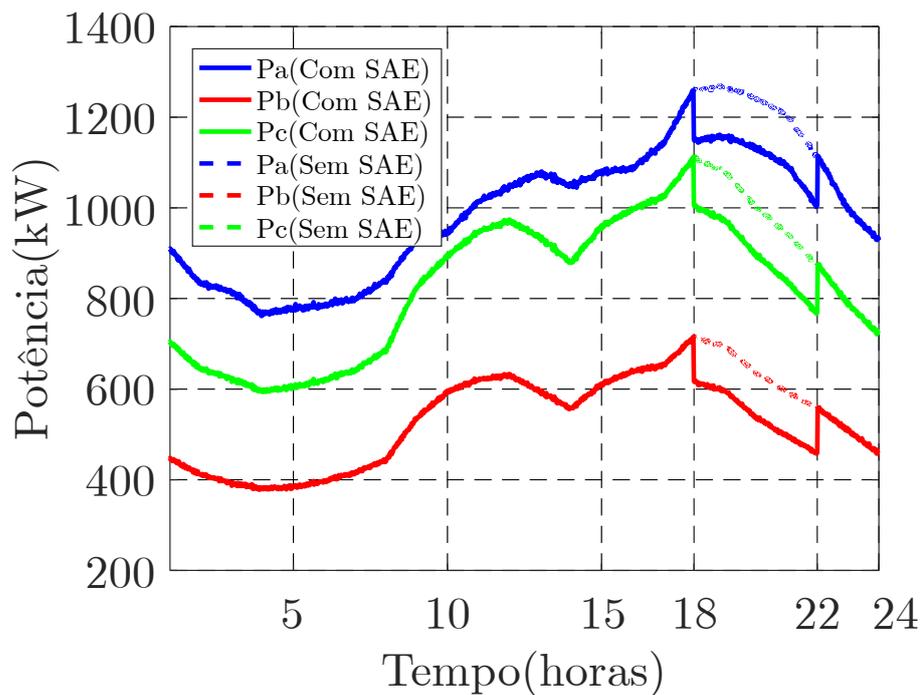
A Figura 13 mostra o comparativo entre as curvas de carga antes e após a aplicação dos SAEs, onde a linha tracejada representa a curva de carga do sistema sem o despacho do armazenamento no horários de ponta, após executar o despacho da energia dos SAEs nos horários especificados, houve uma atenuação na potência ativa em função do despacho

Figura 12 – Potência ativa original do sistema IEEE 13 barras.



dos SAEs.

Figura 13 – Comparativo entre as curvas de carga antes e após a aplicação dos SAEs.

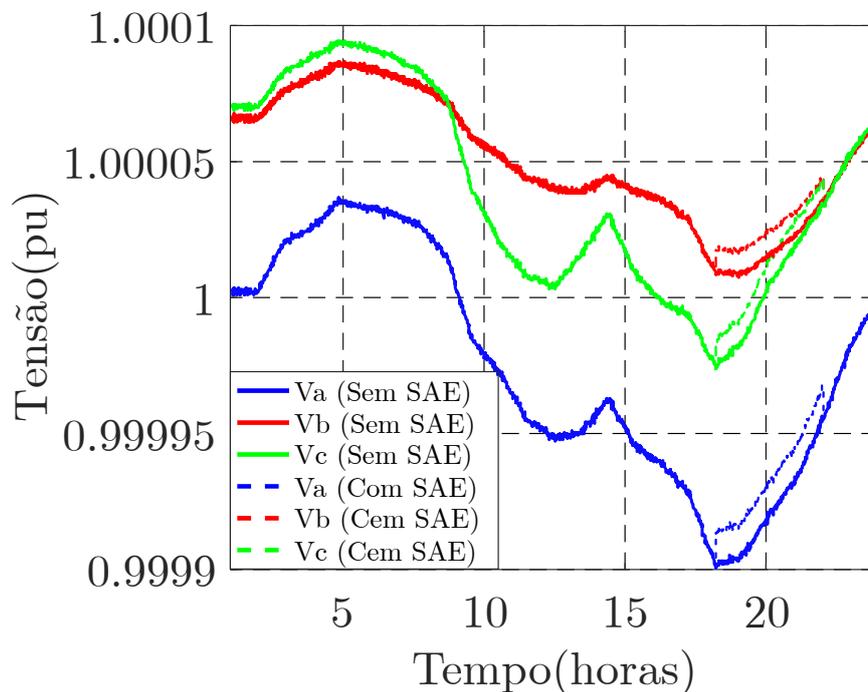


### 4.3.3 Perfil de tensão

Um dos benefícios provenientes da inserção de potência ativa no horário de ponta, é a possibilidade de melhora no perfil de tensão, tanto da subestação quando do ponto onde o SAE é despachado.

A Figura 14 mostra o comparativo da tensão da subestação antes e após a inserção dos SAEs, onde a linha tracejada representa a tensão sem a aplicação dos SAEs.

Figura 14 – Comparativo entre a tensão da subestação antes e após a aplicação dos SAEs.

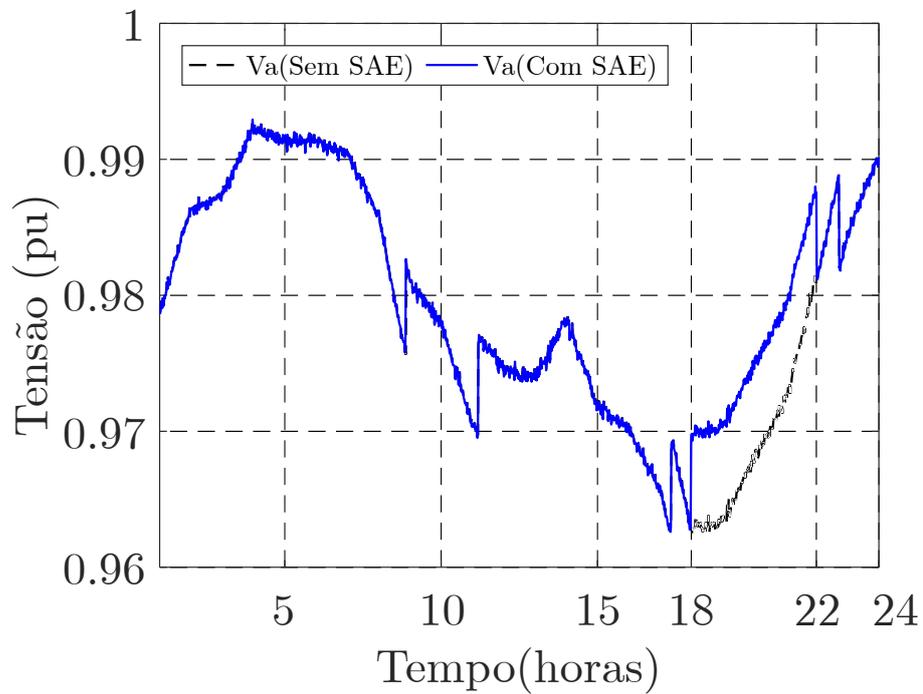


Observa-se também benefícios no perfil de tensão no ponto de despacho dos SAEs, como visto na Figura 15, onde tem-se um comparativo da tensão na barra 675, com o SAE conectado na Fase A. Na Figura 15 também observa-se a atuação do regulador de tensão, onde por 4 vezes o nível de tensão é elevado ou rebaixado pela comutação dos TAPs do regulador. Salienta-se também que se o despacho dos SAEs fosse executado algumas horas antes, seriam evitadas as comutações de TAP do regulador.

### 4.3.4 Fator de potência

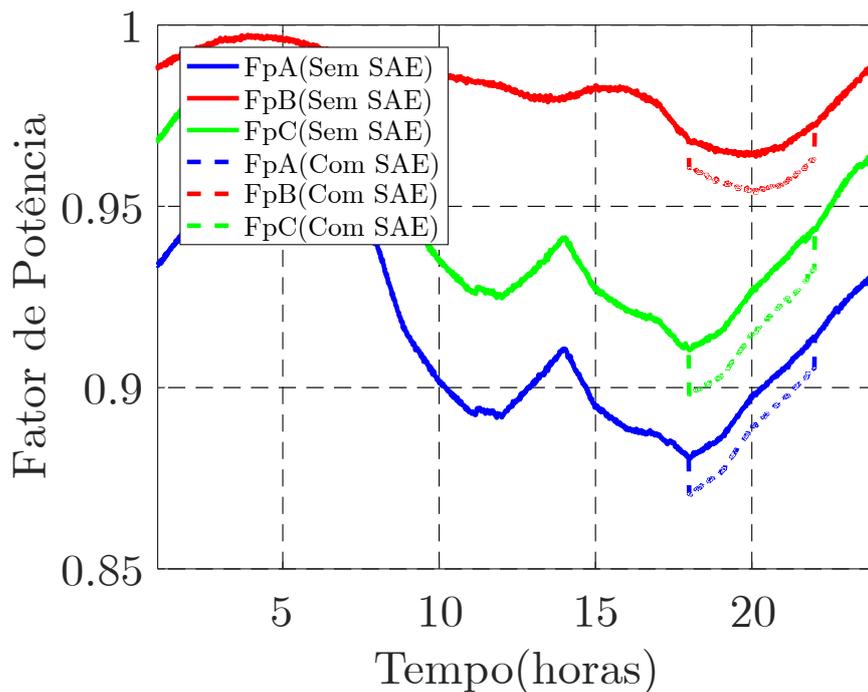
A Figura 16 mostra o comparativo do fator de potência antes e após a inserção dos SAE, onde a linha tracejada representa o fator de potência sem a aplicação dos SAEs. Percebe-se um decréscimo no fator de potência da subestação após o despacho dos SAEs.

Figura 15 – Comparativo entre a tensão na barra 675 antes e após a aplicação dos SAEs.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 16 – Comparativo entre o fator de potência antes e após a aplicação dos SAEs.



Fonte: Elaborado pelo autor.

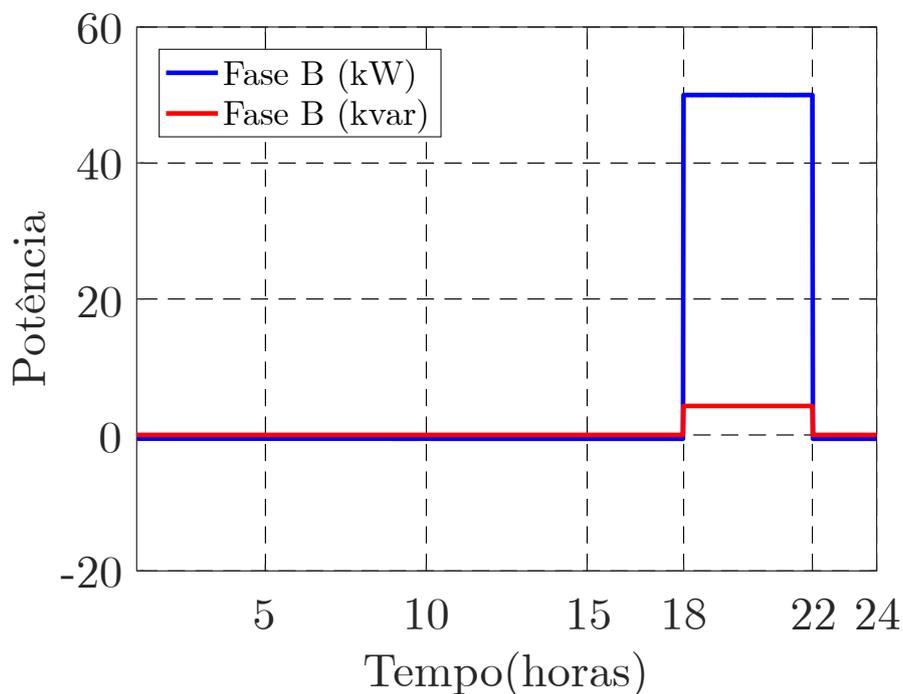
#### 4.4 Resultados de simulação - Caso 2

O Caso 2 analisa a inserção de energia reativa no sistema, seguindo as mesmas condições do Caso 1. Os módulos de armazenamento são modelados para atender a padronização de inversores, que inclui um limite no valor da energia reativa que é entregue pelo inversor à rede, onde o fator de potência é incluído na modelagem dos SAEs para determinar a quantidade de energia reativa entregue.

##### 4.4.1 Módulos de armazenamento - SAE

Semelhante ao caso 1, foram utilizados 6 módulos de baterias monofásicas, de 250 kWh armazenados, com tensão de 2,4 kV e 50 kW de potência de saída. Neste cenário foi incluído o valor de fator de potência das baterias, que remete ao fator de potência do inversor acoplado em cada SAE respeitando o valor de 0,92 que resulta na inserção de energia reativa no sistema. A Figura 17, mostra a potência na Fase B da Barra 680, conforme despacho do SAEs com a inserção de potência ativa e potência reativa.

Figura 17 – Potência ativa e reativa na Barra 680.

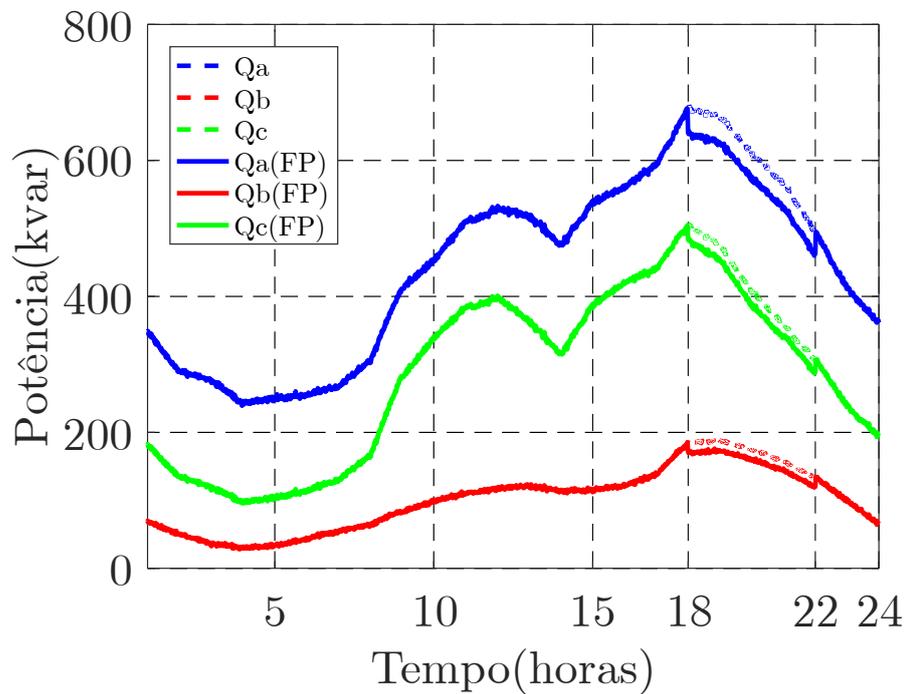


Fonte: Elaborado pelo autor.

##### 4.4.2 Curva de carga da subestação

Com a inserção de energia reativa no sistema, é válida a análise da curva de carga de potência reativa da subestação. Na Figura 18 nota-se uma redução no valor de potência reativa entregue pela subestação ao sistema.

Figura 18 – Comparativo entre as curvas de carga de potência reativa.

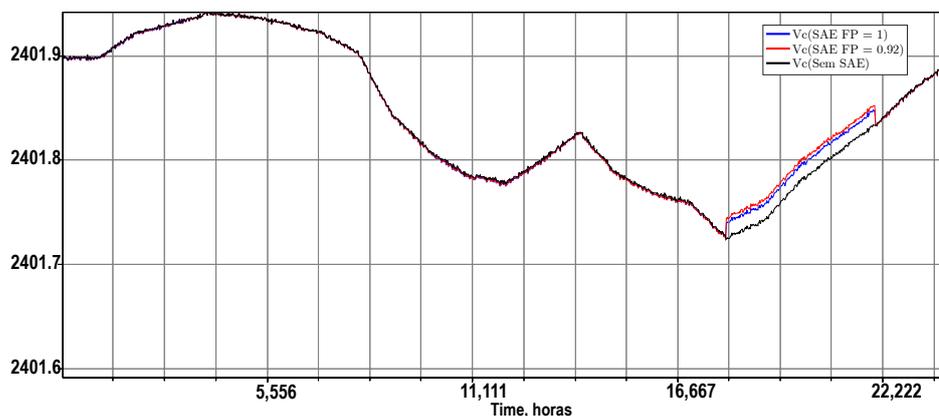


Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.4.3 Perfil de tensão

O perfil de tensão na subestação é apresentado na Figura 19, para a fase C extraída diretamente do software OpenDSS. Nota-se o comparativo da tensão da subestação na Fase C, para os três casos de estudo, sistema operando sem a inserção de SAEs, sistema com despacho de SAEs com fator de potência unitário e por último o sistema com SAEs e fator de potência 0,92. Onde observa-se que a inserção de energia reativa, beneficia o perfil de tensão.

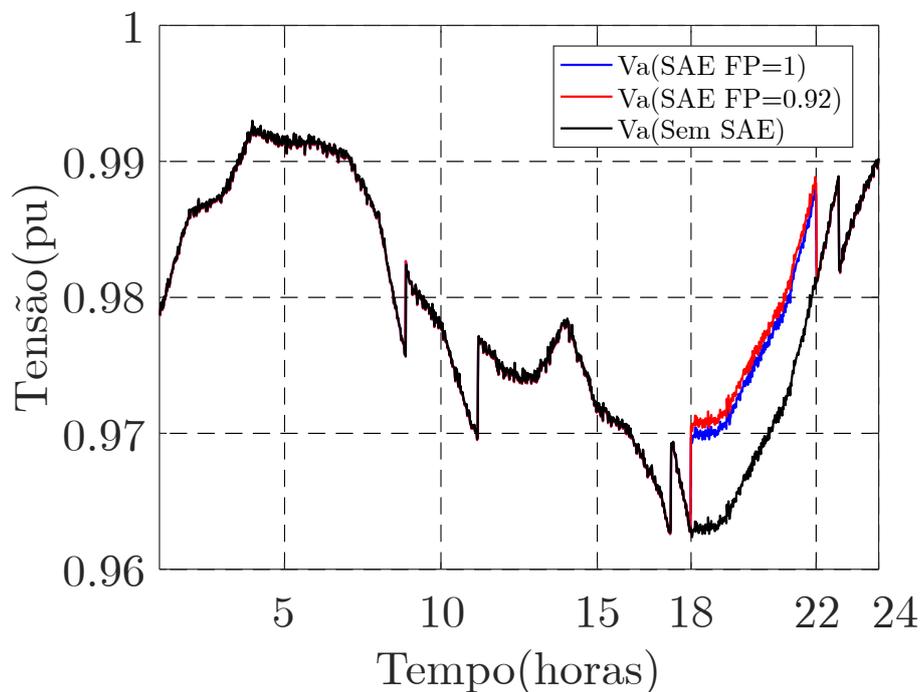
Figura 19 – Comparativo da tensão do alimentador para a Fase C.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Foi realizado também a análise no perfil de tensão no ponto de instalação do SAEs semelhante ao Caso 1, a Figura 20 mostra a tensão na fase A da Barra 675. Atentando para o fato de que com a inserção de reativo, do Caso 2, o perfil de tensão é melhorado em comparação com as outras situações. Na Figura 20 também são observadas variações abruptas de tensão aproximadamente nos horários das 8, 12, 17, 23 horas. Essas variações são causadas pela comutação de TAP do regulador de tensão existente no sistema teste, onde observa-se também que o despacho dos SAEs, se realizado em outros horários estaria evitando comutações do regulador de tensão.

Figura 20 – Comparativo entre a tensão na barra 675.



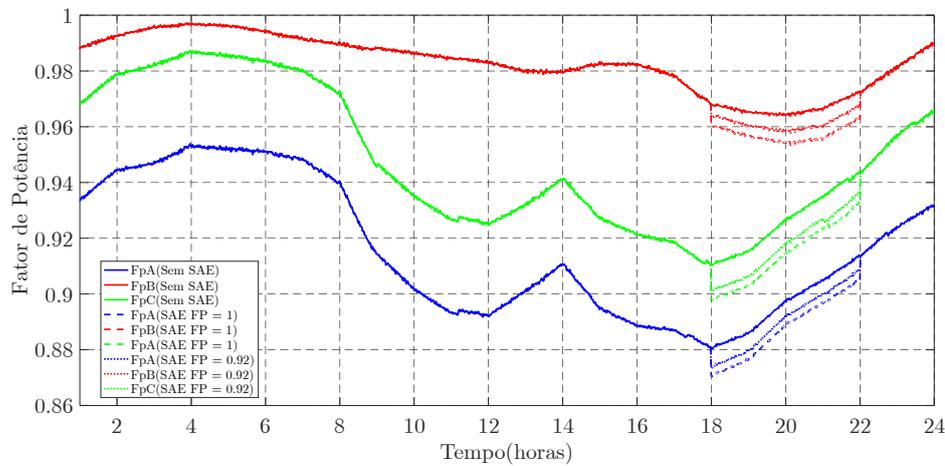
Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.4.4 Fator de potência

A Figura 21 mostra a comparação do fator de potência da subestação nas três situações simuladas, onde pode-se observar uma redução do fator de potência com a inserção dos SAEs, porém não em níveis significativos. A inserção de reativo por parte do SAEs do Caso 2, ameniza a incidência dos SAEs no decréscimo do fator de potência da subestação.

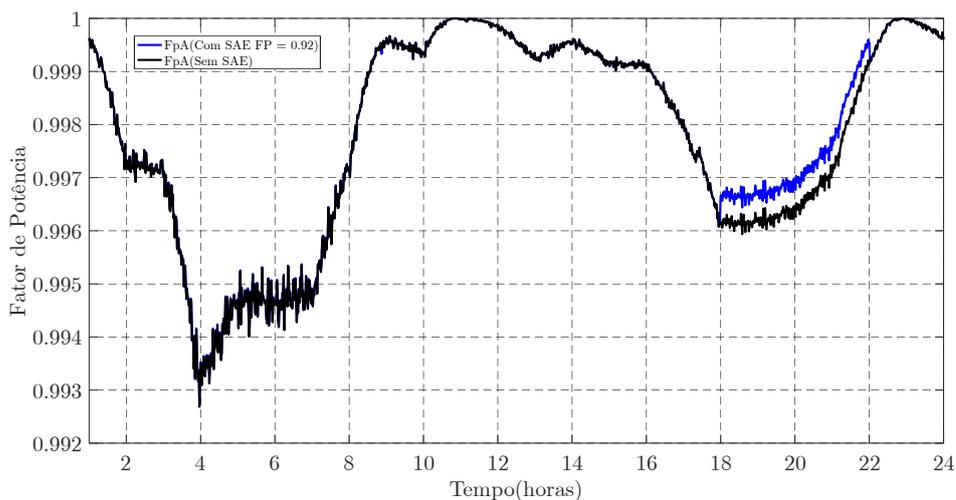
Observando o valor do fator de potência no ponto de inserção, pode-se perceber que o despacho do SAEs contribui de maneira positiva no valor do fator de potência, diferente do comportamento do fator de potência na subestação. A Figura 22 mostra o fator de potência na Barra 675, onde o SAE interfere de maneira positiva no fator de potência, este resultado é semelhante nos demais pontos de inserção dos SAEs.

Figura 21 – Comparativo entre o fator de potência antes e após a aplicação dos SAEs.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 22 – Comparativo do fator de potência na Barra 675.



Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.5 Considerações finais do capítulo

Neste capítulo demonstraram-se os resultados obtidos através da simulação da metodologia com auxílio do software OpenDSS e MATLAB<sup>®</sup>. Na primeira situação somente energia ativa é injetada no sistema. No segundo caso buscou-se assemelhar os módulos de armazenamento a SAEs reais, onde o fator de potência do inversor é critério importante na modelagem.

Os resultados da simulação foram satisfatórios com o objetivo de interferir e atenuar a curva do alimentador, nos horários de ponta. Também observou-se uma melhora significativa no perfil de tensão, tanto do alimentador, quanto do ponto de instalação dos SAEs.

## 5 CONCLUSÃO

### 5.1 Considerações finais

Neste trabalho pode-se conhecer os sistemas de armazenamento de energia, desde os tipos, as utilizações, os benefícios e os desafios para uso desta tecnologia. Dessa forma, constatou-se que os SAEs podem auxiliar os sistemas de distribuição de energia elétrica, e sua disseminação ao poucos vem se tornando realidade.

Com aplicação da metodologia foi possível realizar a integração dos sistemas de armazenamento com as redes de distribuição, onde verificou-se que a inserção de SAEs no sistema de distribuição é capaz de causar uma interferência benéfica para a curva de carga, através do despacho da energia armazenada no SAEs nos horários pré-definidos. Notou-se que há uma diminuição da potência ativa demandada e, conseqüentemente, uma redução na demanda máxima de energia, trazendo benefícios ao sistema e alcançando com êxito o objetivo de reduzir o pico da curva de carga no horário de ponta. Verificou-se também benefícios significativos no perfil tensão da subestação nos horários de despacho dos armazenadores, onde os níveis de tensão também foram beneficiados no ponto de instalação dos SAEs.

O fator de potência mostrou uma queda no índice na subestação, evidenciando a diminuição de potência ativa que é entregue pela subestação ao sistema. A redução do fator de potência é prejudicial ao sistemas. Porém, quando considerada somente a injeção de potência ativa, a redução do fator de potência é inevitável. Salienta-se também que este problema é sempre contornado com a instalação de bancos de capacitores na subestação.

No segundo caso ouve a inserção de reativo por parte dos SAEs e o decréscimo do fator de potência foi menor. Em contra partida, foi observado o fator de potência nos pontos de instalação e os resultados foram satisfatórios, pois a inserção dos SAEs ocasionou um acréscimo no valor de fator de potência no horário de ponta.

Salienta-se que a integração dos SAEs com redes de distribuição é benéfica, tanto para o consumidor no ponto de instalação dos SAEs, quanto para distribuidora de energia. Porém, atualmente o Brasil não detêm suporte normativo e tecnológico para utilização deste tipo de tecnologia em suas redes de distribuição. Espera-se que futuramente, com a disseminação deste tipo de tecnologia os benefícios do uso dos SAEs contribuam para o aumento da confiabilidade do suprimento de energia elétrica.

### 5.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Como sugestão para trabalhos futuros sugere-se:

- Avaliar outros modos de operação do elemento (*Storage*);

- Aplicar técnicas de otimização para encontrar melhores ganhos operacionais com a potência ativa e potência reativa na utilização dos SAEs;
- Realizar a integração dos SAEs com sistemas de geração distribuída;
- Avaliar impactos da inserção de SAEs em modelos de rede reais;
- Aplicar conceitos de *Smart grid* na utilização de SAEs;
- Explorar outros conceitos da utilização dos SAEs.

### 5.3 Publicações

Congreso Internacional de Distribución Eléctrica (CIDEL) - 2018.

Título: *Sistemas de Armazenamento de Energia em Redes de Distribuição para o Gerenciamento da Curva de Carga.*

Buenos Aires - Argentina.

## REFERÊNCIAS

- ABNT. 16149: 2013–sistemas fotovoltaicos (fv)–características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. *Publicação*, 2013. Citado na página 34.
- ALAM, M.; SAHA, T. Cycle-life degradation assessment of battery energy storage systems caused by solar pv variability. In: IEEE. *Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 2016*. [S.l.], 2016. p. 1–5. Citado na página 36.
- ANEEL. *Unidades Consumidoras com Geração Distribuída*. 2017. Url: [http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Fonte.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp). Citado na página 25.
- BARAN, R.; LEGEY, L. F. L. Veículos elétricos: história e perspectivas no brasil. *BNDES Setorial, Rio de Janeiro, n. 33, p. 207-224, mar. 2011.*, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2011. Citado na página 32.
- BOTELHO DUTENKEFER, M. M. Utilização de baterias na distribuição com a inserção da geração fotovoltaica distribuída – avaliação do impacto. *SNPTEE-SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA*, 2017. Citado na página 33.
- BUENO; BRANDÃO. Visão geral de tecnologia e mercado para os sistemas de armazenamento de energia elétrica no brasil. *Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia*, 2013. Citado 5 vezes nas páginas 27, 29, 30, 31 e 32.
- COPETTI, J. B.; MACAGNAN, M. H. Baterias em sistemas solares fotovoltaicos. In: *CBENS-I Congresso Brasileiro de Energia Solar*. [S.l.: s.n.], 2007. Citado na página 29.
- CPFL-ENERGIA. *Horario de pico*. 2017. Url: <https://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/eficiencia-energetica/uso-consciente/Paginas/horario-de-pico.aspx>. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 33.
- FUCHS, G. et al. Technology overview on electricity storage. *ISEA, Aachen, Juni, 2012*. Citado na página 26.
- IMHOFF, J. Desenvolvimento de conversores estáticos para sistemas fotovoltaicos autônomos. *Dissertação de Mestrado*, 2007. Citado na página 29.
- MELLO, A. P. C. de. *Estrategia de controle Volt/Var coordenado para sistemas de distribuição inteligentes*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Maria - UFSM, 2018. Citado na página 34.
- ORIGIN, E. *Solar Batteries Tesla Powerwall – Origin Energy*. 2017. Url: <https://www.originenergy.com.au/for-home/solar/systems-batteries/tesla-powerwall.html>. Citado na página 31.
- PENKEY, P. et al. Sizing and location identification for an electrical energy storage system in a renewable microgrid. In: IEEE. *Technologies for Sustainability (SusTech), 2016 IEEE Conference on*. [S.l.], 2016. p. 83–88. Citado na página 33.

QIAN, H. et al. A high-efficiency grid-tie battery energy storage system. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 26, n. 3, p. 886–896, March 2011. ISSN 0885-8993. Citado na página 34.

RADATZ, P. R. Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software openss. *Universidade de São Paulo, Graduação em Engenharia Elétrica*, 2015. Citado na página 40.

ROCHA, C.; RADATZ, P. *Elemento Storage do OpenDSS*. 2018. Url: <https://drive.google.com/drive/folders/0B0GTsIi12nHXSl9ONG1pOWRhZW8>. Citado 2 vezes nas páginas 41 e 43.

ROSEMBACK, R. Conversor cc-cc bidirecional buck-boost atuando como controlador de carga de baterias em um sistema fotovoltaico. *vol. Master. Juiz de Fora-MG: UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA*, 2004. Citado na página 30.

SOUZA, R. C. *Estrutura da tarifa branca de Energia Elétrica no Brasil*. Tese (Doutorado) — PUC-Rio, 2016. Citado na página 26.

VAZQUEZ, S. et al. Energy storage systems for transport and grid applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, IEEE, v. 57, n. 12, p. 3881–3895, 2010. Citado na página 25.

VORRATH, S. Energy storage to reach cost ‘holy grail’, mass adoption in 5 years. *Renew Economy*, v. 3, 2015. Citado na página 35.