



**Universidade de Brasília - UnB  
Faculdade UnB Gama - FGA  
Curso de Engenharia de Energia**

**AVALIAÇÃO QUANTITATIVA DO NÍVEL DE  
PENETRAÇÃO DE ARMAZENADORES DE ENERGIA EM  
UM ALIMENTADOR DE DISTRIBUIÇÃO REAL USANDO  
OPENDSS**

**Autor: Caio Vinícius Aguiar de Andrade  
Orientador: Dr. Jorge Andrés Cormane Angarita**

**Brasília, DF  
2017**



**CAIO VINÍCIUS AGUIAR DE ANDRADE**

**AVALIAÇÃO QUANTITATIVA DO NÍVEL DE PENETRAÇÃO DE  
ARMAZENADORES DE ENERGIA EM UM ALIMENTADOR DE DISTRIBUIÇÃO  
REAL USANDO OPENDSS**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Jorge Andrés Cormane Angarita

**Brasília, DF  
2017**

## **CIP – Catalogação Internacional da Publicação\***

Andrade, Caio Vinícius Aguiar.

Avaliação quantitativa do nível de penetração de armazenadores de energia em um alimentador de distribuição real usando OpenDSS / Caio Vinícius Aguiar de Andrade. Brasília: UnB, 2016. 72 p. : il. ; 29,5 cm.

Monografia (Graduação) – Universidade de Brasília  
Faculdade do Gama, Brasília, 2016. Orientação: Jorge Andrés Cormane Angarita.

1. Unidades de Armazenamento de Energia. 2. Gerenciamento pelo Lado da Demanda. 3. Redes Elétricas de Inteligentes. 4. *OpenDSS*. I. Angarita, Jorge Andrés Cormane. II. Avaliação do nível de penetração de armazenadores de energia em um alimentador de distribuição real usando OpenDSS.

CDU Classificação



**AVALIAÇÃO QUANTITATIVA DO NÍVEL DE PENETRAÇÃO DE  
ARMAZENADORES DE ENERGIA EM UM ALIMENTADOR DE DISTRIBUIÇÃO  
REAL USANDO OPENDSS**

**Caio Vinícius Aguiar de Andrade**

Monografia submetida como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade UnB Gama - FGA, da Universidade de Brasília, em 08 de dezembro de 2016, apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

---

**Prof. (Doutor): Jorge A. C. Angarita, UnB/FGA**  
Orientador

---

**Prof. (Doutor): Rafael Amaral Shayani, UnB/FT**  
Membro Convidado

---

**Prof. (Mestre): Ronaldo S. C. Camargos, UnB/FT**  
Membro Convidado

Brasília, DF  
2017

*Esse trabalho é dedicado a meu Pai Celeste,  
que me encoraja a seguir em frente e faz-me  
alcançar momentos inenarráveis.*

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço acima de todas as coisas a Deus pelo seu imensurável amor e cuidado, por ter aberto e fechado cada porta na minha vida, sempre direcionando meus passos e fortalecendo para as batalhas desta vida. Meu Pai que me ensina e me enche de graça, a quem devo todo amor e entrega.

Aos meus pais, que tanto se dedicam em oferecer-me o melhor. Roberto e Marluvia, o nome de vocês é essencial para este trabalho, pois sem vocês eu nada seria. Obrigado pela educação que me deram, princípios que os sigo até hoje, mas que além de tudo porque sempre estiveram do meu lado, não importando a situação, com todo amor, sendo Pai, sendo Mãe, sendo amigos, companheiros, sem medir esforços para permitir que eu chegasse aonde cheguei, com humildade e verdade, acreditando que eu seria capaz.

As minhas maravilhosas irmãs, Quelvia, Quezia e Emily, que sempre me foram por exemplo, e que de vocês tirei tantos aprendizados. Agradeço a todo apoio e dedicação nesta jornada, depositando sua confiança em mim e torcendo pelo meu sucesso. Aos meus cunhados, Carlos e Tiago, meus sobrinhos lindos que tanto amo, Dan, Yan e Jady, vocês que sempre estiveram ao meu lado, com palavras de incentivo e amor.

Agradeço a minha noiva, companheira, parceira que suportou comigo esses anos de luta. Esteve desde o início da minha trajetória na universidade, foi e sempre será uma amiga, obrigado pela confiança, pela paciência, incentivo, apoio e orações que me trouxeram forças para chegar até aqui. E sua família, Francisco e Cláudia, Letícia e Amanda, obrigado por tudo que fizeram e tem feito por mim.

Aos meus amigos, que os tenho como irmãos. Gabriel Santana, Leonardo Bezerra e Bruna Masoliver, família que Deus me deu, e sempre estiveram me apoiando, até mesmo em tom de brincadeira, de vocês tive coragem e animo para permanecer firme.

A minha família, irmãos em Cristo Jesus, em especial meus pastores Marcelino e Rosângela, todo o ministério Batista Unidos em Cristo, jovens que amo de maneira sem igual, obrigado pelo carinho que nunca se absteram em me doar.

As minhas amizades que construí ao longo desta jornada universitária, pessoas que com certeza tornaram estes anos muito mais fáceis e alegres. Não os nomeio para não ser injusto com ninguém, mas agradeço verdadeiramente àqueles que sabem o quanto representam para mim.

Ao meu professor e orientador Jorge Cormane, sempre verdadeiro e sincero, o qual tem todo meu respeito e apreço. Obrigado pela oportunidade de trabalhar com o senhor, pela dedicação e paciência, pelo amor em ensinar e ajudar-nos. Agradeço professor, pois fiz um amigo, e sei quanto tem se dedicado por mim.

Aos companheiros da Eletronorte, que me acolheram, ensinaram e me deram oportunidades de crescer profissionalmente

Por fim, agradeço a Universidade de Brasília e aos professores da Faculdade do Gama, que me ensinaram ao longo dos cinco anos, não apenas disciplinas, teoria, conceitos, mas me apresentaram um novo mundo, uma nova filosofia, contribuindo para a construção de um cidadão e profissional.

*“Porque o Senhor dá a sabedoria;  
da sua boca é que vem o conhecimento e  
o entendimento.”*

*Provérbios 2:6*



## RESUMO

No ambiente das redes elétricas inteligentes, as unidades de armazenamento de energia surgem como uma tecnologia que possibilita o gerenciamento do lado da demanda pela sua capacidade de armazenar de energia durante os horários fora de pico e descarregar energia na rede de potência elétrica durante os horários de pico. Através deste gerenciamento de energia é possível elevar o nível de desempenho da rede elétrica por meio da otimização de fatores como níveis e estabilidade de tensão, fator de potência, carregamento de subestações, transformadores e linhas, além de melhor aproveitar os recursos de geração de energia, principalmente no que tange as fontes renováveis, tornando o sistema elétrico mais estável e resiliente. Este estudo objetiva avaliar o desempenho da rede elétrica em função da taxa de penetração necessária para achatá-la em um alimentador real de distribuição, usando o software de simulação OpenDSS. Para esse propósito, serão alocadas unidades armazenadoras de energia em distintos barramentos da rede elétrica, o qual permitirá mapear as mudanças do estado da rede elétrica quando sejam usadas diferentes taxas de penetração.

**Palavras-chave:** Unidades de Armazenamento de Energia, Gerenciamento pelo Lado da Demanda, Redes Elétricas Inteligentes, OpenDSS.

## ABSTRACT

In smart grids environments, energy storage units emerge as a technology that enables demand-side management due to their ability to store energy during off-peak times and then release this energy into the power grid during peak times. By this demand-side management it is possible to raise the performance level of the grid by optimizing factors such as voltage levels and stability, power factor, charging of substations, transformers and lines, besides taking advantage of the power generation resources, especially in relation to renewable sources, making the electrical system more stable and resilient. This study aims to evaluate the performance of the power grid as a function of the penetration rate required to flatten the demand curve in a real distribution feeder using the OpenDSS simulation software. For this purpose, energy storage units will be allocated to different grid buses, which will allow mapping the changes of the grid state when different penetration rates are used.

**Keywords:** Energy Storage Units, Demand-side Management, Smart Grid, OpenDSS.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Perspectiva de crescimento do uso de armazenadores de energia conectados à rede, no mundo. ....	20
Figura 2 - Esquemático de um sistema de armazenamento de energia com baterias. ....	21
Figura 3 - Região de potência específica pela densidade de energia de 4 das principais tecnologias disponíveis. ....	22
Figura 4 - Posicionamento das tecnologias de armazenamento de energia em relação a sua potência e tempo de descarga.....	23
Figura 5 - Capacidade instalada em armazenamento de energia para eletricidade conectadas à rede até 2014.....	25
Figura 6 - Diagrama da tecnologia de usina reversível da Raccoon Mountain Pumped-Storage Plant da TVA's (Tennessee Valley Authority's). ....	26
Figura 7 - Esquemático de um sistema de ar comprimido com reservatório subterrâneo em cavidade de sal. ....	27
Figura 8 - Ilustração de uma bobina supercondutora e sistema de resfriamento. ....	29
Figura 9 - Diagrama esquemático de um <i>Flywheel</i> . ....	31
Figura 10 - Modelo elétrico de <i>Thévenin</i> da bateria. ....	37
Figura 11 - Modelo genérico do armazenador de energia no <i>OpenDSS</i> com os principais parâmetros de projeto. ....	38
Figura 12 - Percurso do Alimentador TG01 com suas ramificações. ....	41
Figura 13 - Esquema elétrico equivalente do alimentador TG01.....	42
Figura 14 - Potência dos transformadores do alimentador TG01, em kVA. ....	42
Figura 15 - Diagrama de Simulações para o Alimentador real de distribuição TG01 da CEB.....	48
Figura 16 - Curva de Demanda Ativa Trifásica do Alimentador TG01 antes e após a Inserção dos Armazenadores de Energia no Cenário 1.....	50

Figura 17 - Curva de Demanda Aparente Trifásica do Alimentador TG01 e seu Respetivo Fator de Potência antes e após a Inserção de Armazenadores de Energia no Cenário 1. ....	50
Figura 18 - Tensão no final do circuito 13,8 kV do Alimentador TG01 e suas variações provocadas pelos Armazenadores de Energia no Cenário 1. ....	51
Figura 19 - Curva de Demanda Ativa Trifásica do Alimentador TG01 antes e após a Inserção dos Armazenadores de Energia no Cenário 2. ....	54
Figura 20 - Curva de Demanda Aparente Trifásica do Alimentador TG01 e seu Respetivo Fator de Potência antes e após a Inserção de Armazenadores de Energia no Cenário 2. ....	55
Figura 21 - Tensão no final do circuito 13,8 kV do Alimentador TG01 e suas variações provocadas pelos Armazenadores de Energia no Cenário 2. ....	56
Figura 22 - Curva de Demanda Ativa Trifásica do Alimentador TG01 antes e após a Inserção dos Armazenadores de Energia no Cenário 3. ....	58
Figura 23 - Curva de Demanda Aparente Trifásica do Alimentador TG01 e seu Respetivo Fator de Potência antes e após a Inserção de Armazenadores de Energia no Cenário 3. ....	59
Figura 24 - Tensão no final do circuito 13,8 kV do Alimentador TG01 e suas variações provocadas pelos Armazenadores de Energia no Cenário 3. ....	60
Figura 25 - Comparação de desempenho da rede no horário de ponta (18 às 22 horas) entre os três cenários, considerando as médias de todas as configurações de alocação para cada cenário. ....	63
Figura 26 - Curva diária da potência (p.u.) em função da temperatura do painel (°C). ....	73
Figura 27 - Curva diária de Irradiação solar (p.u.).....	74
Figura 28 - Curva diária de temperatura do painel (°C).....	74

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Marcos importantes dos armazenadores de energia entre os séculos XVIII e XIX. ....	21
Tabela 2 - Parâmetros técnicos operacionais das baterias mais utilizadas. ....	33
Tabela 3 - Potência e capacidade de armazenamento dos Sistemas de Armazenamento de Energia utilizado em cada cenário. ....	46
Tabela 4 - Energia total consumida pelo circuito, Potência máxima, Sobrecarga e Perdas no Alimentador TG01 para um regime de operação de 96 horas para o Cenário 1.....	52
Tabela 5 - Energia total consumida pelo circuito, Potência máxima, Sobrecarga e Perdas no Alimentador TG01 para um regime de operação de 96 horas para o Cenário 2.....	57
Tabela 6 - Energia total consumida pelo circuito, Potência máxima, Sobrecarga e Perdas no Alimentador TG01 para um regime de operação de 96 horas para o Cenário 3.....	61
Tabela 7 - Parâmetros do sistema de armazenamento de energia.....	72
Tabela 8 - Parâmetros do conjunto módulos e inversores fotovoltaicos. ....	73

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CAES	<i>Compressed Air Energy Storage</i>
CC	Corrente Contínua
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
EUA	Estados Unidos da América
FACTS	<i>Flexible Alternating Current Transmission System</i>
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
H <sub>2</sub>	Gás Hidrogênio
Li-íon	Íons de Lítio
NaS	Sódio-Enxofre
NiCd	Níquel-Cádmio
NiMH	Hidreto Metálico de Níquel
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
p.u.	Por Unidade
PbSO <sub>4</sub>	Sulfato de Chumbo
PHES	<i>Pumped Hydroelectric Energy Storage</i>
PV	<i>Photovoltaic</i>
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SMES	<i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i>
ZnBr	Brometo de Zinco

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>16</b>
1.1. Objetivos.....	17
1.1.1. Objetivo Geral.....	17
1.1.2. Objetivos Específicos .....	18
<b>2. REFERENCIAL TEÓRICO.....</b>	<b>19</b>
2.1. Os Armazenadores de Energia.....	20
2.1.1. Usina Reversível (PHES) .....	25
2.1.2. Sistemas de Ar Comprimido (CAES).....	26
2.1.3. Supercapacitores.....	28
2.1.4. Supercondutores Magnéticos (SMES).....	28
2.1.5. Volantes de Inércia (Flywheels).....	30
2.1.6. Baterias Eletroquímicas .....	32
2.1.7. Outras Tecnologias de Armazenamento .....	34
<b>3. MATERIAIS E MÉTODOS .....</b>	<b>36</b>
3.1. Modelagem dos Armazenadores de Energia do <i>OpenDSS</i> .....	36
3.2. Descrição do Sistema Elétrico para Estudo de Caso.....	40
3.2.1. Descrição do Alimentador TG01 da CEB .....	40
3.3. Metodologia de Simulações .....	43
3.3.1. Planejamento para Simulações no Alimentador Real TG01 .....	44
<b>4. RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>	<b>49</b>
4.1. Cenário 1: Inserção de 30% da Demanda Máxima do Alimentador em Armazenadores de Energia .....	49
4.1.1. Considerações do Cenário 1 .....	53
4.2. Cenário 2: Inserção de 35% da Demanda Máxima do Alimentador em Armazenadores de Energia .....	53
4.2.1. Considerações do Cenário 2 .....	57
4.3. Cenário 3: Inserção de 36% da Demanda Máxima do Alimentador em Armazenadores de Energia e 8% em Geração Fotovoltaica .....	58
4.3.1. Considerações do Cenário 3 .....	61
4.4. Considerações Finais .....	61

<b>5. CONCLUSÃO .....</b>	<b>65</b>
5.1. Conclusões Gerais.....	65
5.2. Trabalhos Futuros.....	66
<b>6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>68</b>
<b>APÊNDICES .....</b>	<b>70</b>



## 1. INTRODUÇÃO

A modernização do setor elétrico, nas últimas décadas, caminhou lado a lado às transformações dos padrões de comportamento da sociedade, a qual tem se tornado cada vez mais dependente deste recurso, a energia elétrica, e sensível à elevados níveis de qualidade. Esta crescente demanda torna cada vez mais complexa a operação dos sistemas elétricos de potência.

Mediante isto, novos paradigmas no setor têm surgido com o desígnio de garantir o melhor aproveitamento da energia elétrica e segurança em seu fornecimento. Como exemplo, o advento das fontes renováveis de energia, as redes elétricas inteligentes e, mais recentemente, os armazenadores de energia. Sendo estas, soluções tecnológicas direcionadas às necessidades energéticas de geração e controle da energia que o setor elétrico possui.

Provocados, então, pela transformação e modernização do sistema elétrico brasileiro, desafios em novos cenários operacionais se consolidam e necessitam ser abordados pelos estudos aplicados às redes elétricas, tais como:

- Gerenciamento pelo lado da demanda;
- Segurança energética;
- Regulação e suporte de tensão e frequência;
- Qualidade e confiabilidade da energia elétrica;
- Potência reserva suplementar;
- Congestionamento da rede.

Os armazenadores de energia surgem, então, aliados principalmente à evolução do conceito de *smart grid* no setor elétrico, como alternativa tecnológica portadora de potencial melhorias no tocante a eficiência energética em redes elétricas, devido a sua capacidade de atuar diretamente nestes desafios citados, além de influenciar economicamente o setor através da possibilidade de postergar investimentos nas redes de transmissão e distribuição (*Upgrade Deferral*).

Este potencial, conhecido e aplicado em distintas regiões do mundo, tem atraído, no Brasil, agentes do setor elétrico e universidades, conferindo à temática de armazenadores de energia destaque no intuito de alcançar desenvolvimentos e aplicações das diversas tecnologias armazenadoras de energia no sistema elétrico brasileiro.

As unidades armazenadoras de energia são, então, classificadas segundo a forma como o armazenamento é realizado, provendo assim uma gama de possibilidades em suas aplicações devido a suas propriedades elétricas bastantes distintas. A energia pode ser armazenada de forma potencial, cinética, energia de pressão, em campos magnéticos e elétricos, e eletroquimicamente. A partir deste princípio se destacam as principais tecnologias armazenadoras de energia: usinas reversíveis, volantes de inércia, sistemas de ar comprimido, supercapacitores, supercondutores e baterias.

Visto que no Brasil esta aplicação em grande escala é praticamente nula, torna-se um atrativo acadêmico o estudo dos impactos da inserção de unidades armazenadoras de energia na rede de distribuição e sua operação, visando além da reserva de energia em caso de perda parcial ou total de suprimento de eletricidade, a contínua melhoria na qualidade do fornecimento de energia elétrica e flexibilidade à rede, pois os armazenadores de energia operam tanto como carga quanto geração, e são capazes de fornecer respostas rápidas e precisas quando houver mudanças na oferta e demanda de energia elétrica, características interessantes pois possibilitam o gerenciamento de energia pelo lado da demanda.

## 1.1. OBJETIVOS

### 1.1.1. Objetivo Geral

Este trabalho objetiva estudar a operação dos armazenadores de energia, assim como avaliar o desempenho da rede elétrica em função da taxa de penetração necessária para achatar a curva de demanda em um alimentador real de distribuição, usando o software de simulação *OpenDSS*.

### 1.1.2. Objetivos Específicos

- Estudar o modelo de unidade armazenadora implementado no software *OpenDSS*;
- Estudar a operação dos Armazenadores de Energia e seus dispositivos de controle no *OpenDSS*;
- Avaliar a potência, fator de potência, nível de tensão e perdas de potência no alimentador, em função da taxa de penetração do armazenador de energia;
- Mapear as novas condições proporcionadas à rede elétrica quando as unidades de armazenamento de energia forem alocadas em distintos barramentos da rede elétrica.

## 2. REFERENCIAL TEÓRICO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) possui, em cada uma de suas seções, particularidades que descrevem este grande sistema. Ao sistema de distribuição, a proximidade do consumo final, o torna a rede mais sensível às variações ocorridas na carga.

Isto revela a importância de conhecer as características das redes elétricas e buscar inovações, de forma a garantir melhor desempenho em sua operação, controle e propriedades da energia elétrica. Pois a eletricidade se tornou um recurso indispensável no mundo moderno em praticamente todos os segmentos. E forma, juntamente com a telecomunicação, redes de transporte, e sistemas de tratamento e distribuição de água e esgoto a infraestrutura necessária para o desenvolvimento econômico e a sustentabilidade da sociedade.[1]

Assim, este trabalho sugere o achatamento da curva de demanda em um alimentador de uma rede de distribuição de energia elétrica, a fim de atuar diretamente em momentos críticos do sistema, sendo o de maior preocupação aquele em que a rede é submetida à demanda máxima, ou pico de carga, impondo condições severas de queda de tensão e aquecimento [2].

No entanto, com o uso das tecnologias atualmente empregadas no SEP, a energia elétrica deve ser utilizada simultaneamente à sua geração, não podendo ser gerada em um momento e utilizada em outro instante desejado, limitando assim certas condições operacionais [1] [3]. Este balanceamento entre oferta e demanda, atrelado ao fornecimento de energia elétrica com qualidade, confiabilidade e segurança, produz uma complexa equação a ser solucionada no setor elétrico.

No intuito de conceber sistemas mais estáveis e resilientes, diversas iniciativas como as redes inteligentes e fontes renováveis de energia surgem, gerando novos cenários e paradigmas. Neste contexto, então, os elementos armazenadores de energia são vistos como alternativa tecnológica que permite mover a energia através do tempo, proporcionando novas condições de controle e operação da rede elétrica e admitindo o melhor aproveitamento das tecnologias de geração de energia a partir de fontes renováveis.

Em diversas regiões do mundo o armazenamento de energia já está amplamente consolidado em aplicações ao sistema elétrico de potência, como pode ser visto na Figura 1. Já no Brasil, estes estudos estão em fase inicial, porém, estimulado por uma grande perspectiva de crescimento e possibilidades de uso.

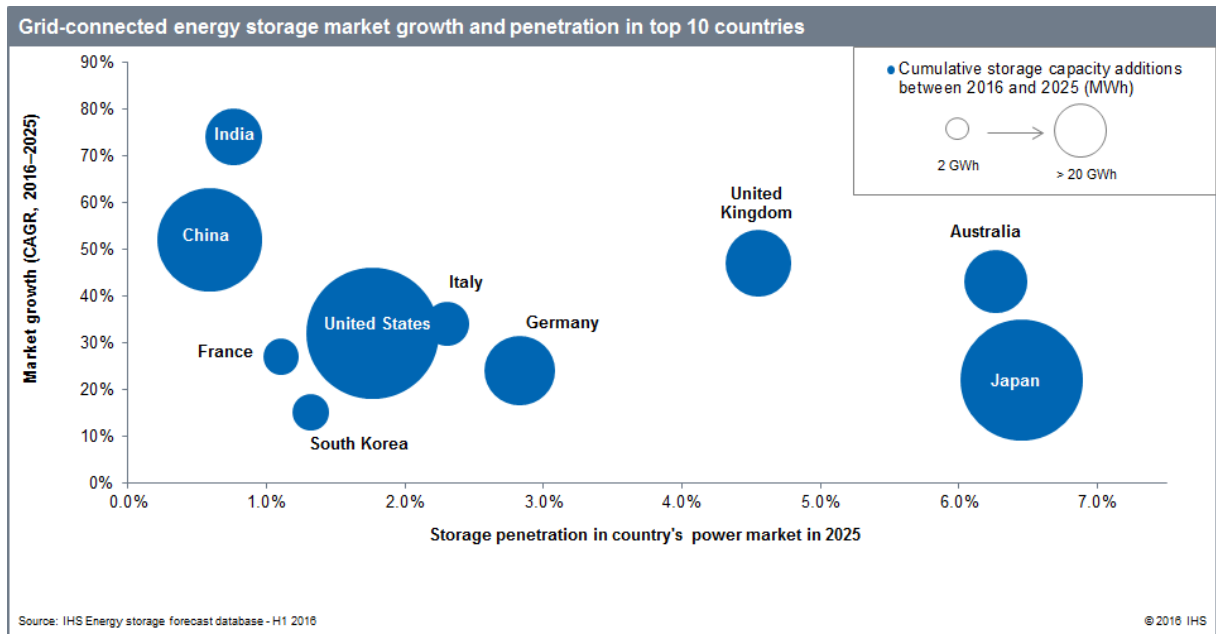


Figura 1 - Perspectiva de crescimento do uso de armazenadores de energia conectados à rede, no mundo. Fonte: [4]

A energia elétrica, por sua vez, não pode ser armazenada através de cargas dinâmicas (corrente elétrica), devendo esta ser convertida e armazenada principalmente na forma eletromagnética, eletroquímica, cinética ou potencial e, assim, no instante desejado ou solicitado ser convertida igualmente em energia elétrica. [5]

## 2.1.OS ARMAZENADORES DE ENERGIA

O armazenamento de energia, todavia, não se refere a uma tecnologia recente. Muito mais desenvolvida hoje, a técnica de armazenar energia e aproveitar na forma de eletricidade foi iniciada no século XVIII, possuindo alguns marcos importantes em seu primeiro século de desenvolvimento, como se seguem na tabela abaixo.[3]

Tabela 1 - Marcos importantes dos armazenadores de energia entre os séculos XVIII e XIX. [3]

Ano	Marco
1780	Galvani descobre a bioeletricidade, ou “eletricidade animal”.
1799	Volta inventa a bateria moderna.
1836	Baterias em redes telegráficas.
1880	Baterias de chumbo-ácido como geração em corrente contínua (CC) para carga noturna da área privada de Nova York.
1929	Primeiro uso de armazenamento de energia em larga escala nos EUA, com 31 MW na usina reversível da Connecticut Light & Power em Rocky River.

Com a evolução dos armazenadores de energia advém a possibilidade de uso em sistemas elétricos de potência. Para tal aplicação, o elemento armazenador de energia deve ser parte de um conjunto de dispositivos de conversão e controle, denominado sistema completo de armazenamento de energia que possibilita a conexão à rede elétrica. Este sistema é composto pelo elemento armazenador de energia, sistema conversor de potência, elementos de monitoramento e controle, e circuitos de proteção, como é exemplificado na Figura 2 [3].

Assim, as distintas formas de armazenamento de energia e suas respectivas tecnologias se diferem no ponto de vista operacional, sobretudo, pela quantidade de energia que pode ser armazenada (capacidade de armazenamento) e a taxa de transferência da energia (taxa/potência de carga e descarga).

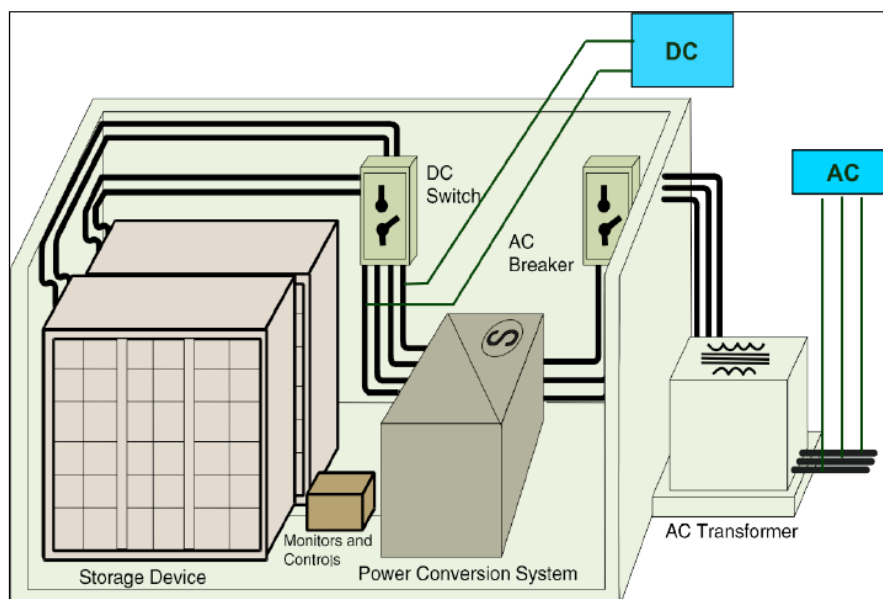


Figura 2 - Esquemático de um sistema de armazenamento de energia com baterias. Fonte:[3]

No entanto, outras características são importantes na viabilização de determinada tecnologia mediante sua aplicação, como a eficiência de carga e descarga, e a densidade de energia do elemento armazenador. Além das unidades conversoras, que podem acrescentar possibilidades e restrições ao sistema armazenador de energia.[5]

Desta forma, cada tecnologia de armazenamento de energia está inclinada a determinadas aplicações no sistema elétrico, devido suas particularidades. E na literatura encontra-se diferentes formas de se comparar adequadamente as tecnologias armazenadoras de energia de uma perspectiva técnica e econômica, sendo a classificação mais utilizada, segundo [6], por tempo de descarga e aplicação.

Define-se, portanto, a tecnologia aplicada em cada projeto através dos requisitos ou necessidades previamente estabelecidos. No momento atual, as tecnologias mais viáveis disponíveis para a implantação na rede elétrica, definidas por nível amadurecimento conforme [7] e [3], são as baterias, usinas reversíveis, sistemas de ar comprimido (CAES), volantes de inércia (*flywheels*), supercapacitores e supercondutores (SMES). Outras, encontram-se como tecnologias emergentes em desenvolvimento.

Como demonstração, as duas figuras abaixo correspondem as diferentes regiões de operação de alguns dos sistemas de armazenamento de energia com base nas principais características citadas e formas de classificação.

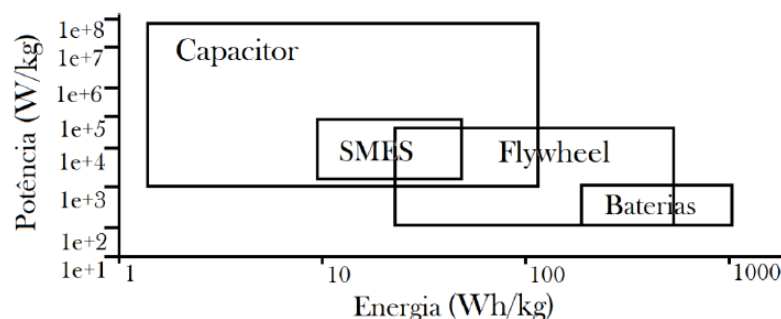


Figura 3 - Região de potência específica pela densidade de energia de 4 das principais tecnologias disponíveis. Fonte: [5]

Percebe-se através da Figura 3, corroborando com o que foi exposto anteriormente, que, a depender da necessidade imposta durante o projeto, distintas

tecnologias são empregadas, necessidade esta que pode ser alta densidade de energia por uma restrição de espaço, alta descarga de potência ou até mesmo um equilíbrio entre ambas.

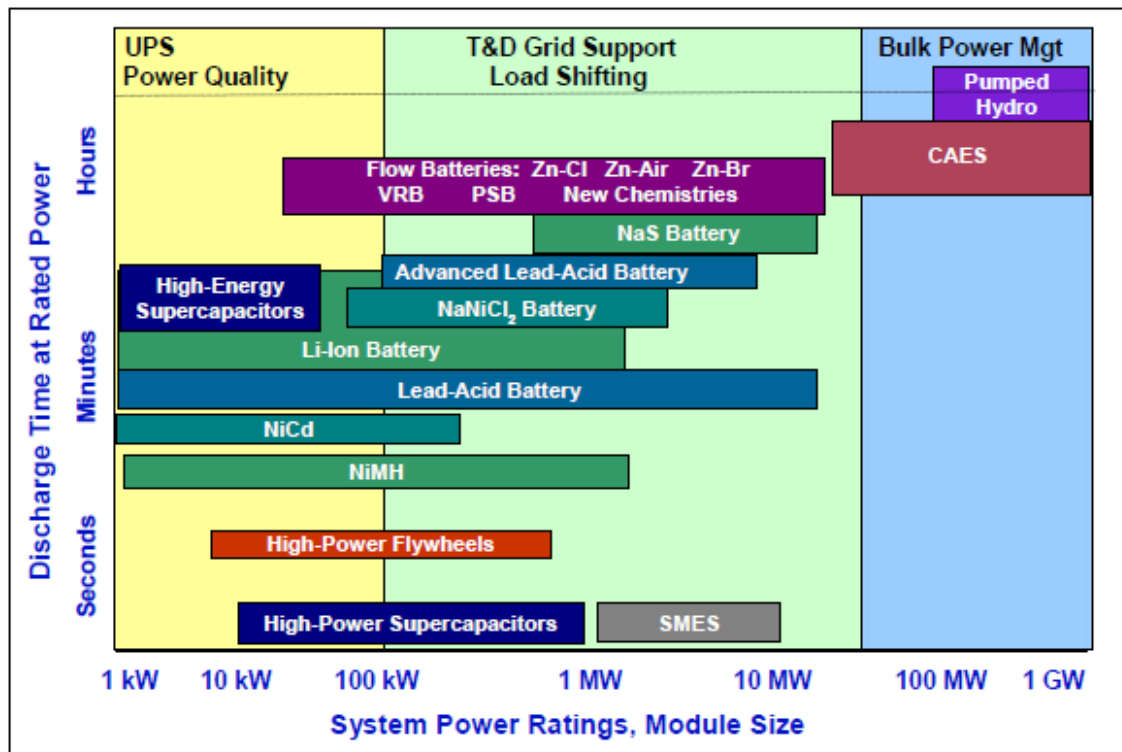


Figura 4 - Posicionamento das tecnologias de armazenamento de energia em relação a sua potência e tempo de descarga. Fonte: [3]

A Figura 4 expõe todas as principais tecnologias de armazenamento de energia, assim como suas variações, como por exemplo o caso das diferentes baterias, e também as tecnologias emergentes. Além disto, traz informações de suas aplicações, que podem ser para suprimento de potência, qualidade da energia, suporte em redes de transmissão e distribuição, gerenciamento de demanda e gerenciamento de energia em massa.

Para aplicações em suprimento de potência, o sistema armazenador de energia tem por função o fornecimento ininterrupto de energia no caso de falhas na rede, como faltas e cortes no fornecimento. Sendo estes, sistemas indispensáveis em unidades como hospitais, centros de telecomunicação, aeroportos e indústrias com cargas sensíveis. Esta aplicação também pode ser direcionada para gerações fotovoltaicas e eólicas a fim de compensar flutuações rápidas na geração. [8] Como



se trata de operação com níveis de potência de alguns MW, os armazenadores geralmente usados para essa aplicação são:

- Supercapacitores;
- Diversos tipos de baterias.

No segmento de qualidade de energia, o sistema deve municiar o suporte de energia, suprimindo afundamentos de tensão, flutuações de tensão, efeito *flicker* e suprimento de energia em interrupções. Nestes casos, são solicitadas potências de alguns kW até poucos MW em um curto intervalo de tempo, geralmente de segundos a vários minutos. [8] Para esta aplicação as principais tecnologias utilizadas são:

- Diversos tipos de Baterias;
- Supercapacitores;
- Supercondutores (SMES);
- Volantes de inércia (Flywheels).

No suporte a redes de transmissão e distribuição, as aplicações são similares as já citadas, qualidade de energia e suprimento de potência.

Em relação ao gerenciamento de demanda e de energia em massa, a utilização principal diz respeito ao balanço de potência, onde enquadra-se os cortes de picos de demanda, armazenamento de energia em um período, geralmente quando há menor demanda e preços mais baixos da energia, para uma posterior injeção de potência durante os períodos de maior preço, assim como armazenar o excesso de produção das gerações renováveis, entre elas as distribuídas, para utilização nos períodos de pico. Nesta finalidade, do ponto de vista do setor elétrico, a demanda é da ordem de MW à GW [8] e, portanto, as principais tecnologias de armazenamento a serem aplicadas são:

- Baterias de grande potência;
- Usina reversível;

- Sistemas de ar comprimido (CAES).

Os Armazenadores de Energia possuem ainda aplicações em equipamentos baseados em eletrônica de potência, como os dispositivos FACTS, que permitem a flexibilização dos sistemas de potência, pois estes necessitam de armazenadores de energia para prover o suprimento e a regulação necessária, e este armazenamento é realizado através de capacitores ou baterias. Estes dispositivos têm obtido destaque pois atuam com injeção de reativos, ajuste de fluxo de potência, controle de tensão, regulação de frequência, amortecimento rápido de distúrbios elétricos e diversas outras formas de atuação. [9]

### 2.1.1. Usina Reversível (PHES)

Do inglês, *Pumped Hydroelectric Energy Storage*, em uma tradução não literal é mais conhecido no Brasil pelo termo Usina Reversível, ou Usina Hidrelétrica Reversível.

A usina reversível é uma tecnologia madura e consolidada comercialmente [3], sendo o sistema de armazenamento de energia mais utilizado no mundo. Segundo a IEA, mais de 140 GW é a capacidade instalada de armazenamento de energia em larga escala conectada à rede elétrica em todo o mundo e 99% desta capacidade é constituída por tecnologias *PHES*, sendo o 1% restante um conjunto de tecnologias compreendido por vários tipos de baterias, *CAES* e volantes de inércia, conforme.

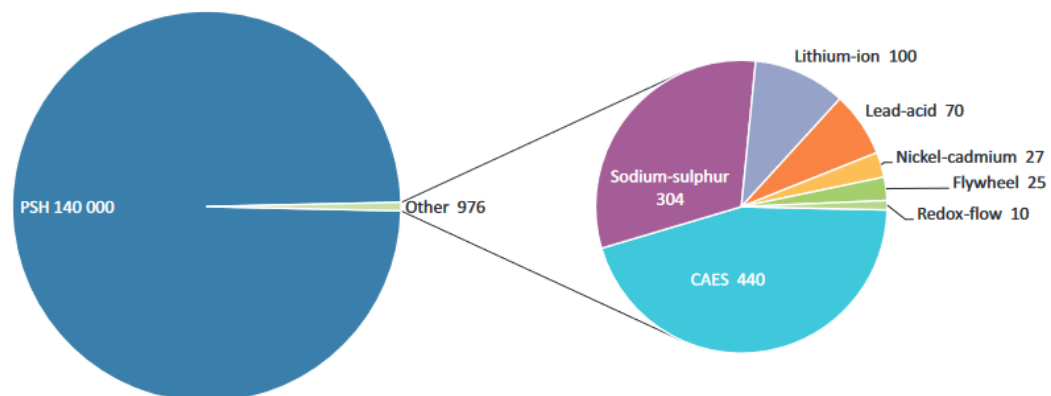


Figura 5 - Capacidade instalada em armazenamento de energia para eletricidade conectadas à rede até 2014. Fonte: [7]

O método em que consiste a tecnologia é de, possuindo dois reservatórios em níveis de elevação diferentes, bombear água do reservatório inferior para o superior em momentos de baixa demanda de energia a fim de armazená-la e, ao ser solicitado principalmente em períodos de pico de demanda, despachar a água para que alimente as turbinas e seja gerada eletricidade. [1]

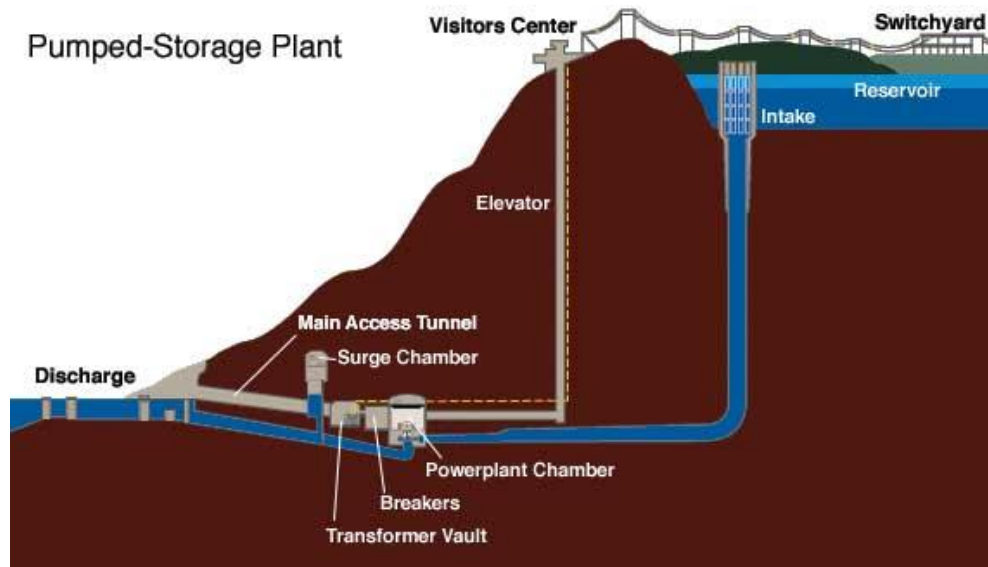


Figura 6 - Diagrama da tecnologia de usina reversível da Raccoon Mountain Pumped-Storage Plant da TVA's (Tennessee Valley Authority's). Fonte: [3]

Quanto as suas principais características, deve-se primeiro conhecer o processo para armazenamento e utilização da energia, o qual é dividido em duas etapas. A primeira consiste em estocar a água no reservatório superior, necessitando de grandes bombas que trazem consigo um determinado rendimento, assim como a segunda etapa, que se trata da turbinagem. Portanto, segundo Akhil et al., esta tecnologia tem a maior capacidade de todas, limitada apenas pelos tamanhos dos reservatórios, o que confere projetos com até 4GW de potência instalada, água armazenada para gerar uma média de 10 GWh, além de uma eficiência global que varia em torno de 76% a 85%. Possui também vida longa, na ordem de 50 a 60 anos.

### 2.1.2. Sistemas de Ar Comprimido (CAES)

Sistemas de ar comprimido (*Compressed Air Energy Storage*) utilizam os momentos de baixa demanda de eletricidade para pressurizar o ar e armazená-lo em um reservatório, sendo este geralmente em cavernas rochosas, instalações

subterrâneas ou tubos acima do solo ou recipientes próprios para suportar elevados níveis de pressão, assim, ao necessitar de energia elétrica, em momentos de pico ou preços altos da eletricidade, o ar comprimido é aquecido, expandido e direcionado à turbina que através de um gerador acoplado produz eletricidade para a rede. A figura abaixo mostra um esquemático de um sistema de ar comprimido com armazenamento em um reservatório subterrâneo de sal.[3]

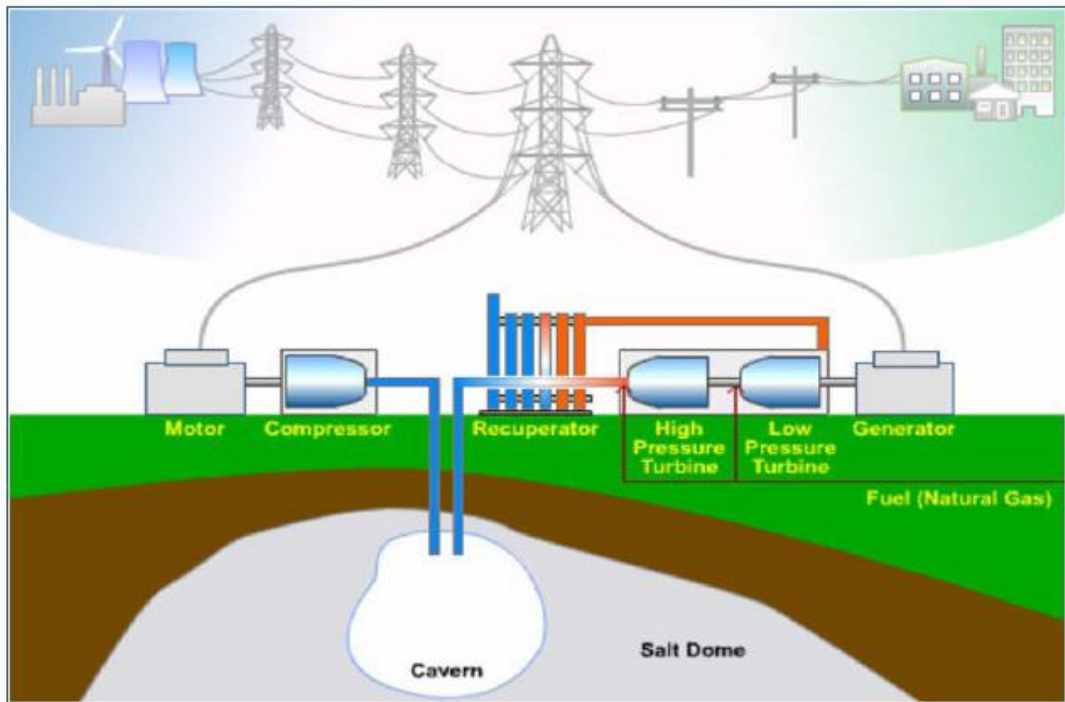


Figura 7 - Esquemático de um sistema de ar comprimido com reservatório subterrâneo em cavidade de sal. Fonte: [3]

No que diz respeito à maturidade da tecnologia, há atualmente duas gerações de sistemas de ar comprimido, sendo a primeira geração uma tecnologia já madura e comercial há alguns anos, com dois sistemas de grande porte operando na Alemanha e no Alabama desde 1978 e 1991, respectivamente, e a segunda geração, com melhorias que prometem reduzir custos de instalação, maior eficiência e menor tempo de construção. Esta tecnologia de armazenamento, atualmente, pode alcançar até 400 MW de capacidade e descarga de 8 a 26 horas de duração, sendo sua capacidade limitada principalmente pelo reservatório e custo associado a este, por difícil localização de formações geológicas adequadas, e neste ponto encontra-se sua principal desvantagem. Estes sistemas possuem também elevada disponibilidade, na ordem de 90%, e confiabilidade de 99%. [3] Além destas, outras vantagens do CAES está em sua baixa descarga própria, podendo armazenar

energia por períodos superiores a um ano, e pouco tempo necessário para entrar em funcionamento nominal quando exigido, entre 7 e 15 minutos. [1]

### **2.1.3. Supercapacitores**

Os supercapacitores também são conhecidos por ultra capacitores ou capacitores eletroquímicos de dupla camada. Seu princípio de armazenamento de energia baseia-se na formação de um campo elétrico entre dois eletrodos, assim como nos capacitores convencionais, diferindo-se quanto ao dielétrico isolante, onde o supercapacitor faz uso de um eletrólito que constitui uma ligação condutora iônica, e a movimentação dos íons se dá através de um eletrodo feito de material poroso de carbono, com enorme superfície específica. [1]

Esta é uma tecnologia já conhecida há mais de 60 anos, muito utilizada desde a década de 1980, porém com aplicações específicas (descargas rápidas e de elevada potência) devido as suas características que serão expostas na sequência. Os supercapacitores estabelecem uma relação entre capacitores convencionais e baterias, possuindo maior capacidade de armazenamento de energia que os primeiros, e maior taxa de carga e descarga, devido a sua baixa resistência interna, em relação às baterias. Eles detêm então, elevada durabilidade, alcançando um tempo de vida de um milhão de ciclos (10 anos de operação), eficiência de carga e descarga em torno de 90%, densidade de potência específica cerca de dez vezes maior em relação a baterias convencionais, em contrapartida, densidade de energia cerca de dez vezes menor conferindo descargas muito rápidas, de fração de segundos a alguns minutos, além de elevada autodescarga e alto custo de investimento. [10]

Os supercapacitores também necessitam, assim como as baterias, de um sistema de conversão de energia, como apresentado na Figura 2.

### **2.1.4. Supercondutores Magnéticos (SMES)**

A supercondutividade foi descoberta em 1911 pelo físico holandês Heike Kamerlingh Onnes, porém sua primeira proposta de uso como armazenador de energia para sistemas de energia elétrica foi na década de 1970. O princípio básico de um sistema armazenador de energia com supercondutores magnéticos, do inglês

*Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)*, está no armazenamento de energia através de um campo magnético gerado pelo fluxo de corrente contínua através de uma bobina supercondutora, tendo assim sua energia armazenada indutivamente. [5]

As unidades de *SMES* são constituídas por uma grande bobina supercondutora mantida a uma temperatura criogênica  $T_c$  (aproximadamente  $-270$  °C) por um criostato ou recipiente de isolamento térmica com gás hélio ou nitrogênio líquido, além de um sistema de conversão de energia e de controle e monitoramento. [5] Este sistema de resfriamento é extremamente importante para que haja a supercondutividade, onde a temperaturas muito baixas a resistividade do material tende a zero. Sendo possível visualizar em ( 2.1 ) a relação da resistividade com a temperatura.

$$\rho - \rho_0 = \rho_0 \alpha (T - T_0) \quad (2.1)$$

Onde  $\rho - \rho_0$  é a variação da resistividade do material para uma dada variação de temperatura  $T - T_0$ , e  $\alpha$  representa o coeficiente de temperatura do material. Percebe-se então que no instante em que o material condutor se aproxima da temperatura de zero Kelvin, há uma temperatura crítica de criogenia  $T_c$  em que o material passa a se comportar como um supercondutor.

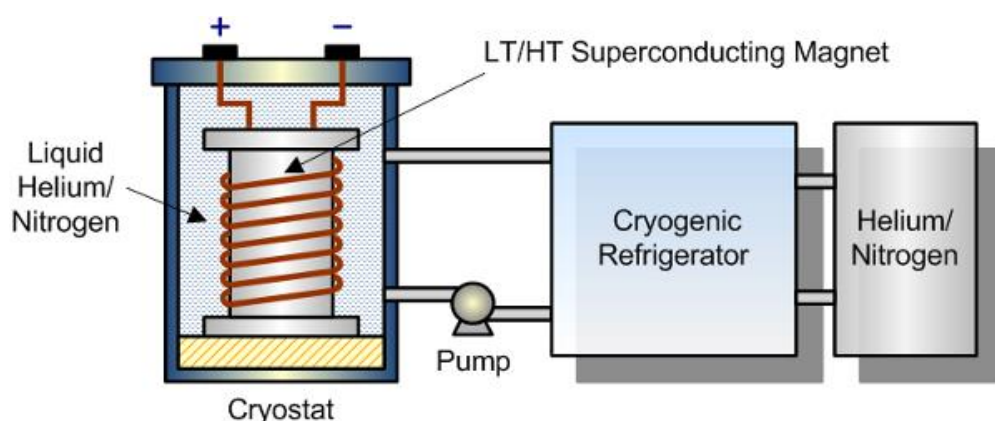


Figura 8 - Ilustração de uma bobina supercondutora e sistema de resfriamento. Fonte: [11]

Suas principais características e motivos de atrair grande atenção do setor elétrico a esta tecnologia compreende sua eficiência de carga e descarga superior a 95% e capacidade de resposta rápida (miliwatts/milissegundos), disponibilizando energia por alguns segundos. Porém tem como principal desvantagem seu custo,

especialmente devido ao sistema de resfriamento. [5] Sua faixa potência varia de 1 a 4 MW aproximadamente, estabelecendo suas principais aplicações para estabilização da rede e qualidade de energia. [12]

A tecnologia de armazenamento de energia com supercondutores magnéticos, possui, assim como o ar comprimido, duas gerações, a primeira é um sistema de baixa temperatura, comercializado atualmente, e o segundo, de alta temperatura, reduzindo a necessidade do sistema de resfriamento, o que possivelmente reduzirá custos referentes a este estágio, encontra-se em fase de desenvolvimento.

### 2.1.5. Volantes de Inércia (Flywheels)

Volante de Inércia é uma tecnologia que consiste em armazenar energia cinética rotacional na forma de momento angular de uma massa girante (rotor). A capacidade de energia armazenada pelo dispositivo depende do momento de inércia  $I$  do rotor e, principalmente, da velocidade de rotação  $\omega$  do *flywheel* como pode ser visto abaixo. [3]

$$E = \frac{1}{2} I \omega^2 \quad (2.2)$$

Sendo,

$$I = \frac{r^2 m h}{2} \quad (2.3)$$

Portanto o momento de inércia varia de acordo com o raio  $r$ , da massa  $m$  e da altura do rotor  $h$  do volante de inércia.

De modo geral, quando o volante de inércia está descarregando o motor inverte seu campo, funcionando com um gerador, e, pelo princípio da conservação da energia, sua velocidade é reduzida conforme é disponibilizada energia à rede. Já durante a carga, ou o período em que é realizado o armazenamento da energia, a velocidade do rotor aumenta gradativamente ao ser alimentado pela rede. Essa característica de inversão de campo do motor para operação como carga ou geração confere destaque ao sistema de controle, que deve estar atento às

necessidades de comutações no campo do motor e permitir a passagem de fluxo de energia na direção e momentos corretos. [13]

Com base nisso, no desenvolvimento de volantes de inércia duas estratégias estão sendo adotadas para que seja otimizada a capacidade de armazenamento destas unidades. A primeira estratégia foca em aumentar o momento de inércia do rotor, utilizando cilindros ocos para que a massa se concentre no raio externo do *flywheel*, assim como raios maiores feitos de aço para aumentar a massa. Esses modelos, no entanto, não alcançam velocidades muito altas, chegando até 10.000 rpm. Já a segunda estratégia tem por objetivo aumentar a velocidade do rotor, com valores acima de 100.000 rpm, porém com quantidades de massa bem inferiores que o primeiro. Porém, o aumento do momento de inércia no primeiro caso, faz com que o sistema se torne muito grande e pesado, e com elevadas perdas rotacionais, gerando altos custos no transporte e manipulação. A segunda estratégia, faz com que o *Flywheel* seja um sistema leve e que pode ser utilizado em módulos, a desvantagem fica por conta das perdas por arrasto a altas velocidades e nos rolamentos. Encontrou-se, no entanto, uma solução a estas perdas através da aplicação de rolamentos magnéticos para melhorar a eficiência de carga e descarga [5].

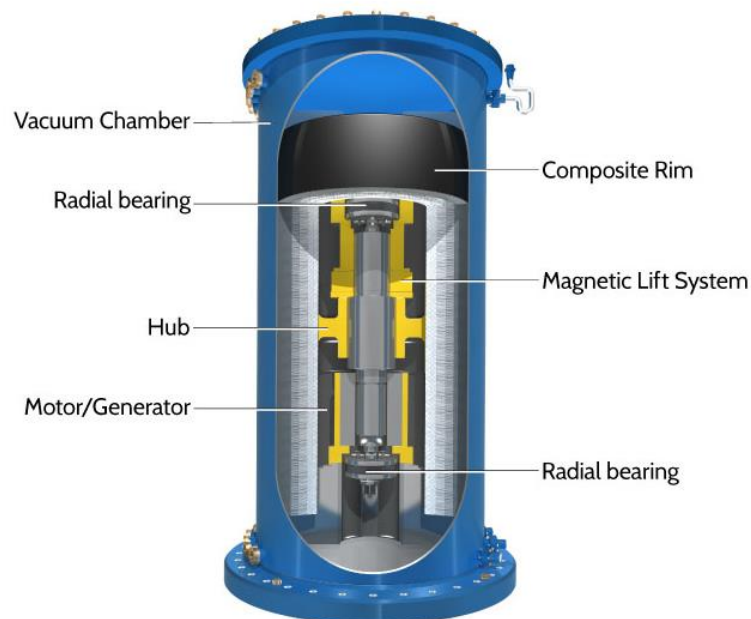


Figura 9 - Diagrama esquemático de um *Flywheel*. Fonte: [14]



Atualmente, o maior modelo operacional de volante de inércia possui capacidade instalada de 1,6 MVA e peso do rotor de aproximadamente 10.000 kg, eles podem atingir capacidades de armazenamento de até 6 kWh, com planos de 26 kWh, eficiência de carga e descarga que varia entre 70 e 80%, assim como um tempo de vida de mais de 100.000 ciclos de carga e descarga completos (20 anos aproximadamente). Ele possui respostas muito rápidas ao sistema, na ordem de 4 milissegundos ou menos, porém é o armazenador de energia com duração de despacho mais curto, não alcançando uma duração superior a uma hora. Devido a isso, e sua baixa densidade de energia, seu uso não é destinado a serviços de apoio a rede em grande escala, tornando-se sujeito a aplicações em regulação de frequência, estabilidade e qualidade da energia, e corte de pico de demanda [3].

#### **2.1.6. Baterias Eletroquímicas**

As baterias são os armazenadores de energia que possuem a melhor relação custo-benefício, pois possuem um custo de fabricação relativamente baixo, além do nível elevado de amadurecimento e detenção da tecnologia por parte das empresas fabricantes [8].

A fim de que se alcance as características elétricas desejadas, as baterias são arranjadas em um conjunto de módulos de baixa tensão, conectados através de ligações série e paralelo. Estes conjuntos armazenam energia na forma eletroquímica, pela produção de íons eletricamente carregados, onde um catodo e um anodo isolados fisicamente armazenam cargas positivas e negativas, respectivamente, com os íons a fluir em meio a um eletrólito quando excitados por uma tensão, alternando suas fases de carga (fluxo de íons do catodo para o anodo) e descarga (fluxo de íons do anodo para o catodo) através de um conversor eletrônico que além de controlar a direção do fluxo de potência também permite a conexão à rede devido ao fato das baterias operarem em corrente contínua (CC) e a rede corrente alternada (CA) [8].

Existem diversas tecnologias de baterias com aplicações no SEP, classificadas em dois grupos, as baterias eletroquímicas convencionais e as baterias de fluxo, e diferenciam-se dentro de suas classes quanto aos elementos químicos

utilizados, conferindo-lhes características e aplicações específicas para cada tipo de bateria.

As baterias eletroquímicas convencionais, como descrito anteriormente, utilizam eletrodos no processo de fluxo dos íons e no armazenamento dos produtos provenientes das reações em estado sólido do eletrodo. Tendo as seguintes baterias contempladas por este grupo: chumbo-ácido ( $\text{PbSO}_4$ ), níquel-cádmio ( $\text{NiCd}$ ), hidreto metálico de níquel ( $\text{NiMH}$ ), íons de lítio ( $\text{Li-íon}$ ) e sódio-enxofre ( $\text{NaS}$ ) como principais [1].

Em contrapartida, as baterias de fluxo são constituídas por dois sistemas de eletrólitos em estado líquido que podem ser armazenados em tanques, evitando assim a autodescarga, pelos quais há reações eletroquímicas reversíveis entre os dois eletrólitos de soluções salinas separadas por uma membrana. As principais baterias deste tipo são as baterias de fluxo redox de vanádio e bateria de zinco-brometo ( $\text{ZnBr}$ ) [1].

Os enormes avanços na tecnologia de baterias promoveram melhoramentos consideráveis com o passar dos anos, viabilizando e expandindo suas aplicações no setor elétrico. Essas melhorias lhes conferem algumas características importantes que podem ser visualizadas através da tabela abaixo, como: Alta densidade de energia, alta capacidade de armazenamento, boa eficiência de carga e descarga, maior tempo de vida útil e custo baixo.

Tabela 2 - Parâmetros técnicos operacionais das baterias mais utilizadas [8].

Parâmetros	Tecnologias de Baterias						
	$\text{PbSO}_4$	$\text{NiCd}$	$\text{Li-íon}$	$\text{NaS}$	ZEBRA	Fluxo Redox de Vanádio	Fluxo de $\text{ZnBr}$
Densidade de Energia (kWh/L)	0,075	0,15	0,73	0,2	0,16	0,05	0,04
Eficiência por Ciclo (%)	85	75	94	92	83	74	70
Vida Útil (Anos)	6	11	14	20	>20	18	7
Número de Ciclos	1.000	2.000	10.000	2.500	15.000	13.000	>2.000
Autodescarga (%/dia)	0,05	0,4	0,1	0,05	0,05	0,1	0,24
Descarga Máxima (%)	80	80	80	100	100	100	100

Além das características e qualidades apresentadas, as baterias possuem algumas desvantagens, dentre as quais pode-se destacar o tempo de vida curto em relação aos outros sistemas de armazenamento (tempo este muito influenciado pela profundidade de descarga a qual é submetida a bateria) e a preocupação ambiental quanto ao descarte de resíduos ao fim de sua vida útil, pois as baterias possuem em sua composição alguns metais pesados nocivos ao meio ambiente.[1]

As baterias, portanto, com diversos avanços se tornaram importantes e valorizados objetos de estudo para aplicação ao sistema elétrico de potência. Como elas operam em corrente contínua (CC), necessitam de conversores que, para aplicação no sistema elétrico de potência, são conversores estáticos baseados em eletrônica de potência que permitem operar nos quatro quadrantes de potência, fluxo de energia bidirecional e polarização de tensão com resposta rápida.[8]

Esta característica permite às baterias desempenharem uma série de funções e melhorias à rede elétrica no que diz respeito a regulação de frequência, perfil de tensão, fator de potência, intermitência de renováveis, gerenciamento de carga e demanda, estabilidade e fluxo de potência. Além dessas aplicações no controle e melhoria da qualidade da energia, são também aplicadas como suporte à dispositivos como os *FACTS*.

### **2.1.7. Outras Tecnologias de Armazenamento**

Diversas outras tecnologias de armazenamento de energia têm sido estudadas, desenvolvidas e aplicadas com ênfase em SEPs, algumas com nível considerável de amadurecimento, outras em fases de testes ou ainda em pesquisa. [3]

Dentre elas, destacam-se as células de combustível, que se refere a geração de energia a partir de gás hidrogênio ( $H_2$ ) ou outros gases combustíveis obtidos por eletrólise, sendo o primeiro mais atraente no segmento de pesquisa e desenvolvimento (P&D). Geralmente, a energia excedente da rede ou do sistema de geração em momentos de baixa demanda é utilizada para se realizar o processo de eletrólise, assim então é armazenado o gás em um reservatório e no momento de pico de demanda a célula de combustível transforma a energia química do gás em eletricidade através de um transdutor eletroquímico na presença do oxidante.[1]

Há também o Armazenamento Térmico como uma nova tecnologia aplicada ao sistema elétrico, onde basicamente é realizada a armazenagem do calor que pode ser proveniente, por exemplo, de motores de ar condicionado de grande porte, em shoppings, indústrias, e posteriormente este calor é utilizado para se gerar energia elétrica. É uma tecnologia que pode se mostrar viável, visto que o custo deste tipo de armazenamento é inferior aos elétricos. [8]

Percebe-se então que há diversas formas e tecnologias para armazenamento de energia, além de constante desenvolvimento nesta área, o que pode ser traduzido como um novo elo ou conceito econômico e sustentável na evolução do setor elétrico, no Brasil e no mundo.

### 3. MATERIAIS E MÉTODOS

Este capítulo apresenta a modelagem de sistemas de armazenamento de energia no software *OpenDSS* mediante as entradas de dados, respostas ao sistema e possíveis condições de operação e simulação. Assim como a rede elétrica a ser utilizada nas simulações e a metodologia de simulações que serão realizadas para efetiva análise do desempenho da rede de distribuição de energia elétrica na presença de armazenadores de energia.

#### 3.1. MODELAGEM DOS ARMAZENADORES DE ENERGIA DO *OPENDSS*

Como exposto no capítulo anterior, as principais especificações técnico-operacionais que caracterizam e diferenciam os diversos tipos de armazenadores de energia são: capacidade de armazenamento de energia; potência máxima; perdas por autodescarga; e perdas internas (eficiência durante a carga e a descarga).

Portanto, o modelo do sistema armazenador de energia deve, para que haja o correto controle e uma resposta adequada do mesmo, garantir estas características básicas de cada tecnologia, assim como outras, conforme são refinadas a modelagem e estudo.

No mesmo modelo do armazenador ou paralelo a este deve ser considerada a modelagem do controlador. Neste, algumas características são essenciais, como as taxas em que o elemento armazena energia ou despacha, os instantes ou o modo em que ocorre a carga e descarga, a potência máxima que limita o fluxo de potência (podendo ser inferior a potência máxima do armazenador), e outros itens que assim como no caso anterior podem ser incrementados com o refino do modelo.

De modo geral, o modelo elétrico se baseia na associação de fontes de tensão, resistores e capacitores para a simulação de carga e descarga. Utilizado para representar uma bateria, o modelo de *Thévenin* apresentado na Figura 10, conta com uma fonte de tensão considerando constante a tensão do circuito aberto  $V_{oc}$ , um resistor  $R_{ad}$  que representa a autodescarga da bateria, uma resistência em série  $R_s$  para representar as perdas internas e uma associação entre a capacitância

$C_t$  e a resistência  $R_t$  que representam o comportamento transiente da bateria e seu estado particular de carga [15].

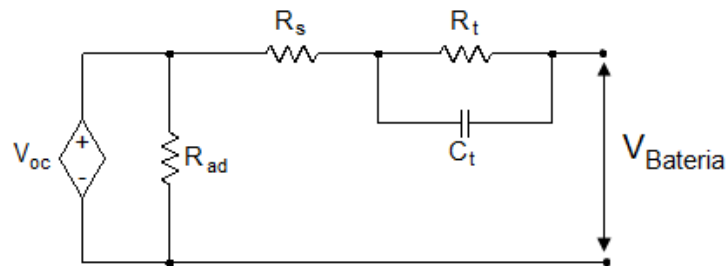


Figura 10 - Modelo elétrico de *Thévenin* da bateria.

O *Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*, desenvolvido pela empresa norte americana *Electric Power Research Institute (EPRI)*, é uma ferramenta que possibilita a simulação a partir de soluções e práticas de redes inteligentes (*Smart Grids*) no sistema de distribuição, e este possui um modelo próprio de armazenador de energia e do seu controlador.

O sistema armazenador de energia implementado no *OpenDSS* é um modelo genérico, capaz de representar as distintas tecnologias apresentadas em 2.1 Os Armazenadores de Energia. Isto é possível a partir dos parâmetros de entrada no *software*, os quais caracterizarão a operação da unidade de armazenamento de energia no sistema elétrico e suas propriedades.

Deve-se enfatizar que, em sua concepção, o modelo de armazenador no *OpenDSS* já considera o conversor CC/CA para as tecnologias que operam em corrente contínua. Sendo assim, os parâmetros de entrada (eficiência, perdas, capacidade de potência) devem corresponder ao sistema completo de armazenamento de energia, incluindo os conversores.

O modelo desenvolvido é capaz de despachar a energia como um gerador (descarga) ou consumi-la (carga) a partir dos valores de sua potência e capacidade de armazenamento de energia, sendo estes parâmetros de entrada do sistema de armazenamento. Outros parâmetros importantes são: a eficiência de carga e descarga que mensura as perdas nas transformações de energia em todo o sistema, a taxa pelo qual o elemento irá descarregar ou carregar em percentual da potência máxima, taxa de autodescarga (levando em consideração a energia requerida para

controles internos, aquecimento, resfriamento, etc.), reserva de energia, e demais valores ajustáveis apresentados em [16].

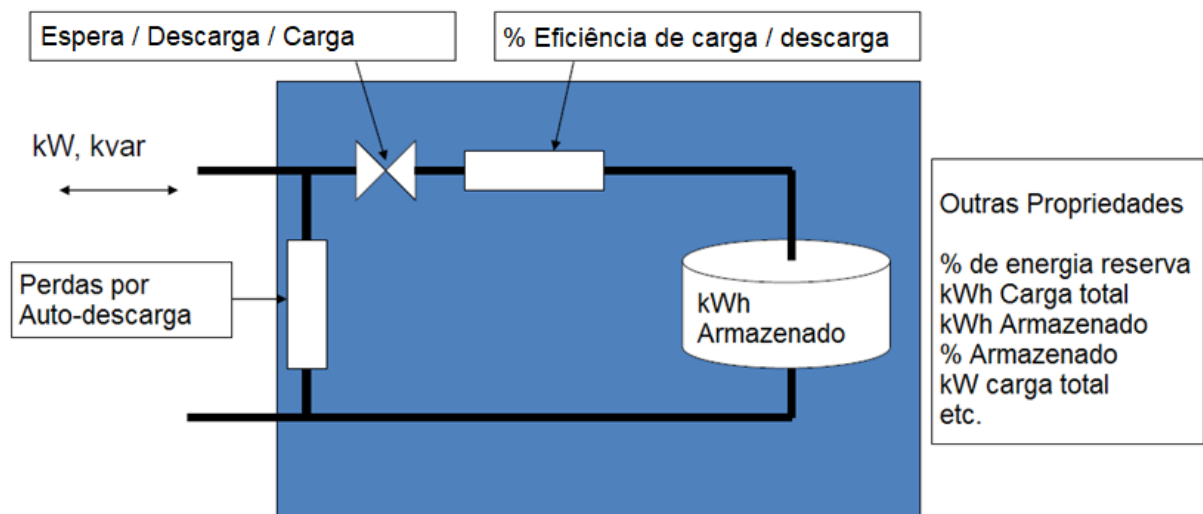


Figura 11 - Modelo genérico do armazenador de energia no *OpenDSS* com os principais parâmetros de projeto.

No que diz respeito ao controle de carga e descarga do armazenador, este também é descrito como parâmetros de entrada, sendo as principais opções disponíveis os modos *Default*, *Follow* e *External*.

No modo *Default* é definida uma curva de carga para o armazenador de energia. Para o *Follow*, o armazenador acompanha uma carga na rede elétrica, definida pelo usuário, onde, lê-se a potência da carga em p.u. e é refletida no armazenador também em p.u., proporcionando respostas de acordo com as características da unidade armazenadora. Porém, o principal modo é o *External*, o qual permite expandir as opções de operação do sistema de armazenamento, utilizando a capacidade do software de simular fluxo de potência variando no tempo, com ciclos diários, anuais e o *dutycycle* para compensação de variações de curto prazo como segundos, com a adição do elemento controlador do armazenador de energia [16].

Em [16], o elemento controlador pode controlar uma ou mais unidades de armazenamento de energia simultaneamente, mas a sua principal característica encontra-se nos inteligentes modos de carga e descarga, sendo dois para carga e seis para descarga. A carga pode ser controlada por uma curva de carga no modo *loadshape* ou acionada em um horário definido, a uma taxa constante, através do

modo *time*. Já para descarregar a possibilidade de controle é mais ampla, através dos seguintes modos:

- **Peakshave:** é definido uma linha ou transformador a ser monitorado e uma determinada potência ativa, a qual será utilizada como gatilho de despacho do armazenador de energia. Este controle atua, então, da seguinte forma: quando a potência que flui por tal linha ou transformador excede a potência definida (valor limite), este envia o comando para descarregar o armazenador, a fim de aliviar a rede e cortar seus picos de potência.
- **Follow:** O sistema de armazenamento acompanha um elemento de carga da rede, e opera da mesma forma que o peakshave, porém, o limite de potência é alterado proporcionalmente ao elemento de carga monitorado, pois a potência, em p.u., por parte da carga é utilizada como multiplicador do limite de potência estabelecido;
- **Support:** É o oposto do peakshave, onde a preocupação é que o terminal monitorado deve sempre manter sua potência superior (no peakshave é inferior) ao valor definido. Um exemplo desta aplicação: monitorar uma geração renovável, em que se deseja entregar sempre um valor mínimo de potência e esta potência decresce durante eventos transientes como uma nuvem, e então nesse momento o armazenador é acionado a fim de suprir a diferença da geração, em déficit, de acordo com a potência mínima;
- **LoadShape:** é definida uma curva de carga em p.u. que serve como multiplicador da potência do armazenador de energia e, quando positiva o armazenador é descarregado, e negativa é carregado;
- **Time:** O despacho ocorre a partir de um determinado horário estabelecido e à uma taxa definida até ser totalmente descarregado ou atingir o valor de reserva do armazenador;
- **Schedule:** Opera de modo semelhante ao modo Time, com o despacho ocorrendo a partir de um horário definido, porém permite que o



armazenador não tenha um pico de potência, indo do zero diretamente ao valor estabelecido, e isto é possível por garantir uma rampa de subida e descida, no qual é definido pelo usuário o tempo destas rampas.

Outros parâmetros de entrada do elemento de controle dos armazenadores podem ser inseridos conforme disponível em [16].

### 3.2. DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO PARA ESTUDO DE CASO

A proposta de inserir armazenadores de energia na rede elétrica será aplicada em um alimentador real de distribuição da Companhia Energética de Brasília (CEB), servindo de exemplo para avaliar o desempenho das redes elétricas de distribuição na presença de armazenadores de energia.

#### 3.2.1. Descrição do Alimentador TG01 da CEB

Para as simulações em um alimentador real de distribuição, foi selecionado o alimentador TG01, na área de concessão da CEB, que alimenta, principalmente, cargas residenciais e comerciais, mas também cargas industriais e iluminação pública em baixa tensão, e algumas cargas em média tensão.

O Alimentador TG01 atende parte da região de Taguatinga Norte – DF, e a Figura 12 apresenta o percurso de sua rede em média tensão (13,8 kV), indicando sua topologia radial.

O descritivo detalhado do circuito de media tensão deste alimentador, com dados relativos ao comprimento e à seção de cada trecho é apresentado em [17] com ressalvas à serem feitas, pois foi disponibilizado pela CEB arquivos que representem de modo atualizado (2016) e por completo de toda a rede de média e baixa deste alimentador.

Assim, destaca-se que há o registro detalhado relativo ao sistema de baixa tensão conectado a este alimentador, bem como alteração na quantidade de transformadores e trata-se de um sistema desequilibrado.



Figura 12 - Percurso do Alimentador TG01 com suas ramificações.

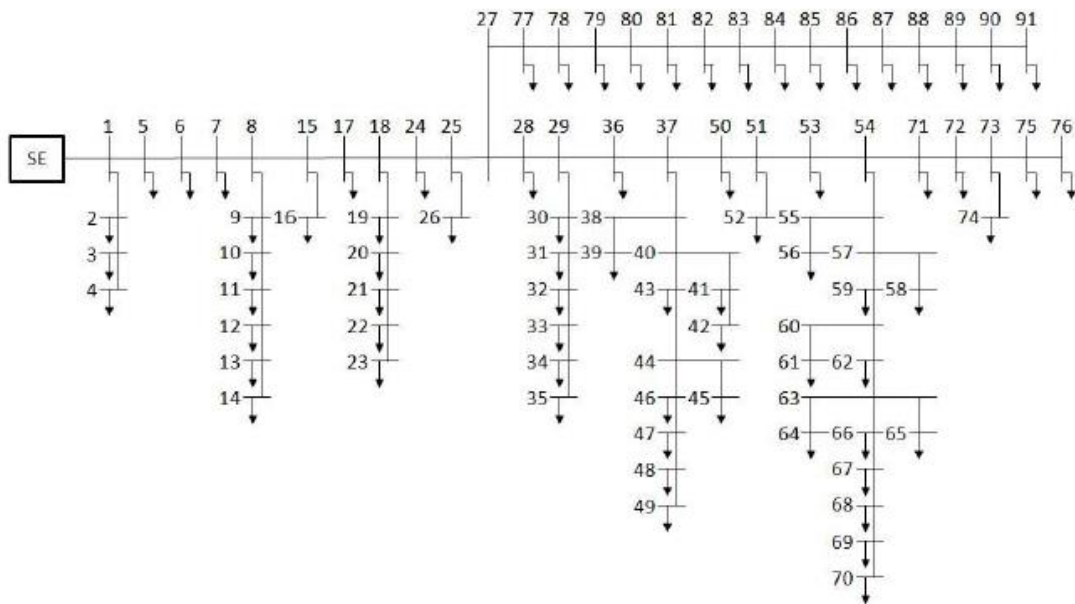


Figura 13 - Esquema elétrico equivalente do alimentador TG01. Fonte: [17]

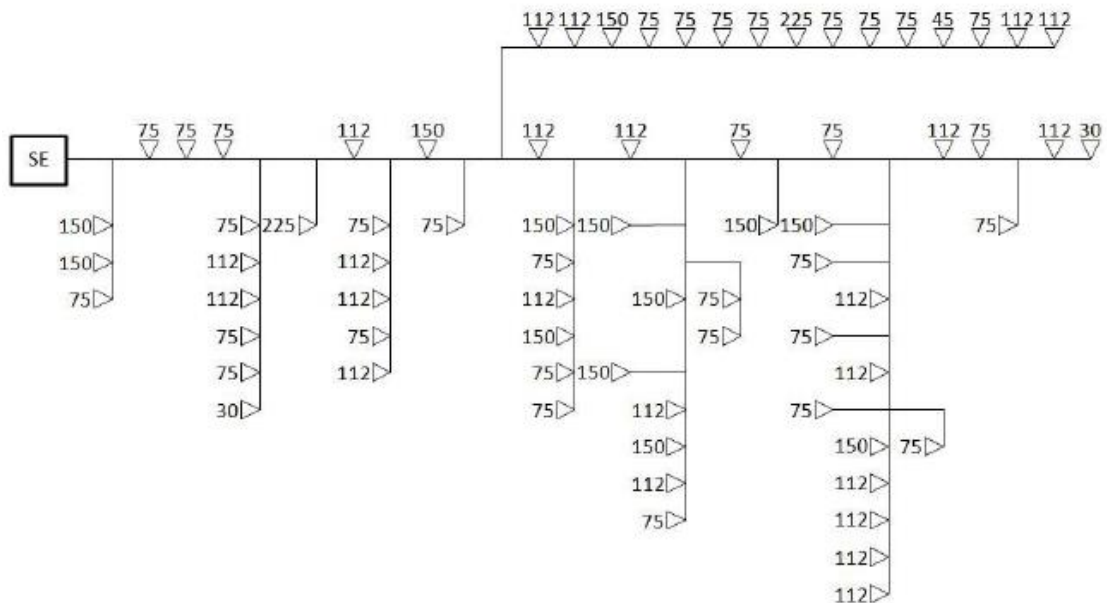


Figura 14 - Potência dos transformadores do alimentador TG01, em kVA. Fonte: [17]

Em resumo, os dados para simulação do Alimentador TG01, da CEB, disponibilizados pela ANEEL e utilizados no presente trabalho, apresenta:

- 86 Transformadores de distribuição de dois enrolamentos (13,8 – 0,380 kV), trifásicos, exceto um monofásico e outro de três enrolamentos (5 kVA / 13,8 – 0,220 – 0,220 kV);

- 7941 Cargas em baixa tensão (5309 – Residenciais; 1738 – Comerciais; 7 – Industriais; 887 – Iluminação Pública);
- 4 Cargas em média tensão;
- Demanda máxima: 7264 kW (8206 kVA com FP de 0,88 indutivo).

Dentre os transformadores, todos são conectados em delta estrela aterrado, com potências que variam de 30 a 1000 kVA, sendo:

- 2 transformadores de 30 kVA;
- 2 transformadores de 45 kVA;
- 31 transformadores de 75 kVA;
- 30 transformadores de 112,5 kVA;
- 16 transformadores de 150 kVA;
- 2 transformadores de 225 kVA;
- 2 transformadores de 1000 kVA.

Dado o tamanho do arquivo que contém o detalhamento do alimentador, implementado no OpenDSS, e sua restrição para uso pessoal dado por parte da ANEEL, sugere-se que entre em contato com o Serviço de Informações ao Cidadão (SIC), ligado à Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição (SRD) da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a fim de obter a disponibilização dos dados deste e de outros alimentadores.

### 3.3. METODOLOGIA DE SIMULAÇÕES

Esta seção exibe a metodologia para as simulações computacionais no software *OpenDSS*, a fim de que seja possível avaliar o desempenho da rede elétrica de distribuição na presença de armazenadores de energia, considerando distintas taxas de penetração e posicionamentos dos sistemas de armazenamento.

A aplicação apresentada nesta seção é pensada do ponto de vista de investimento por parte da distribuidora de energia elétrica, onde os armazenadores de energia serão inseridos no lado de média tensão.

De modo geral, a finalidade desta metodologia é garantir o planejamento para que seja realizado o achatamento da curva de demanda do alimentador e a otimização de desempenho da rede, através da utilização de armazenadores de energia. Para tal, do ponto de vista operacional, as aplicações das unidades de armazenamento no sistema de distribuição devem avaliar, dentre outros, os seguintes aspectos: alívio no congestionamento da rede (corte de pico) e gerenciamento de energia para melhor aproveitamento da geração fotovoltaica em momentos críticos do sistema (armazenamento em alta geração e baixa demanda e descarga em período contrário).

### **3.3.1. Planejamento para Simulações no Alimentador Real TG01**

As simulações utilizando o Alimentador TG01 deverão ser divididas em cenários, e para cada cenário algumas configurações de alocação distintas.

Os cenários se darão pela taxa de penetração dos Sistemas de Armazenamento de Energia e, para isso, deve-se definir primeiramente, as características do Armazenador de Energia.

As tecnologias de armazenamento de energia, em sua maioria, possuem aplicações bem definidas e restritas. A tecnologia com maior diversidade de aplicações, atualmente, trata-se das baterias eletroquímicas, sendo estas as detentoras dos parâmetros que melhor se enquadram na aplicação para sistemas de distribuição de energia elétrica – Potência e capacidade de armazenamento de energia no campo intermediário –, como apresentado na Figura 4 do Capítulo 2.1. Portanto, as tecnologias de baterias eletroquímicas foram as escolhidas para este estudo, além de serem dispostas em pacotes aumentando ainda mais a sua versatilidade.

Dentre as baterias eletroquímicas, há uma infinidade de opções, e pela maturidade da tecnologia, alta densidade de energia, eficiência por ciclo, e vida útil,

serão utilizadas as baterias de íons de lítio (Li-íon), cujas características são expostas na Tabela 2.

Desta forma, as baterias de íons de lítio (Li-íon) serão operadas com finalidade de achatar a curva de demanda do Alimentador TG01, e quatro cenários estabelecidos de acordo com a taxa de penetração dos armazenadores de energia (explanada posteriormente), conforme abaixo:

- Cenário 0 ou Cenário inicial: Alimentador em seu estado original, sem a inserção de armazenadores de energia ou geração fotovoltaica.
- Cenário 1: Inserção do Sistema de Armazenamento de Energia com taxa de penetração de 30% em relação a demanda máxima, em kVA, do alimentador, puramente de potência ativa;
- Cenário 2: Inserção do Sistema de Armazenamento de Energia com taxa de penetração de 35% em relação a demanda máxima, em kVA, do alimentador, com potência ativa e reativa;
- Cenário 3: Inserção do Sistema de Armazenamento de Energia com taxa de penetração de 36% em relação a demanda máxima, em kVA, do alimentador, com potência ativa e reativa; e Geração Fotovoltaica de 1 MWp, equivalente a 8% da demanda máxima, em kVA, do alimentador, totalizando 44% de penetração.

A definição das taxas de penetração apresentadas partiu do seguinte princípio: o Alimentador TG01 possui demanda máxima de 7264 kW (8206 kVA com FP de 0,88 indutivo) e uma demanda média de 4967 kW (5540 kVA com FP de 0,897 indutivo), sendo esta demanda média o valor desejado para o achatamento da curva.

Sendo assim, para tornar *flat* a curva de demanda ativa deste alimentador é necessário um elemento capaz de descarregar uma potência de 2297 kW, estabelecendo a primeira taxa de penetração (Cenário 1 – 30% – 2500 kW) que, ao considerar as perdas e eficiência da tecnologia selecionada, percebe-se o valor de 2500 kW e FP=1.

Porém, esta compensação de potência ativa resulta em considerável alteração no fator de potência do sistema, e, com o intuito de compensar a energia reativa de modo a retornar ao padrão médio inicial de 0,897 indutivo, percebe-se a necessidade de uma unidade armazenadora de 1400 kVAr (Cenário 2 – 35% – 2500 kW e 1400 kVAr).

Para o Cenário 3, com o efeito de melhorar o fator de potência, ao valor médio de 0,92 indutivo, é preciso um sistema armazenador com 1550 kVAr e uma fonte de energia externa (para não utilizar o Alimentador TG01 e alterar os padrões estabelecidos inicialmente), sendo assim inserido um Gerador Fotovoltaico de 1 MWp (Cenário 3 – 44% – 2500 kW e 1550 kVAr em Armazenadores de Energia e 1MWp em Geração FV).

Tabela 3 - Potência e capacidade de armazenamento dos Sistemas de Armazenamento de Energia utilizado em cada cenário<sup>1</sup>.

Sistemas de Armazenamento de Energia				
Cenários	Potência Ativa Trifásica (kW)	Potência Reativa Trifásica (kVAr)	Capacidade de Armazenamento - Sistema Ativo (kWh)	Capacidade de Armazenamento - Sistema Reativo (kVArh)
Cenário 0	-	-	-	-
Cenário 1	2.500	-	12.450	-
Cenário 2	2.500	1.400	12.450	7.250
Cenário 3	2.500	1.550	12.450	11.000

Diante de cada cenário, as configurações de alocação das unidades de armazenamento de energia e geração fotovoltaica serão as mesmas, garantindo a comparação e percepção das melhores regiões para o posicionamento do armazenador de energia na rede elétrica de distribuição, do ponto de vista de desempenho da rede.

Então, quatro configurações para a alocação dos Armazenadores, e da Geração Fotovoltaica no caso do Cenário 3, serão consideradas, sendo três concentradas e uma distribuída, repetindo-se para os três cenários:

- No início do alimentador, em uma barra próxima à SE;
- Em um ponto intermediário do percurso do alimentador;

<sup>1</sup> As características detalhadas dos Sistema de Armazenamento de Energia, bem como do Sistema Fotovoltaico estão descritas no Anexo I. Assim como os códigos masters implementados no *OpenDSS* para os distintos cenários, nos Anexos II a V.

- Ao final do alimentador, na barra que possui maior queda de tensão;
- E distribuído ao longo do percurso do alimentador em três pontos, os mesmos utilizados nas configurações anteriores.

É importante salientar que para as distintas configurações de alocação, em cada cenário, os parâmetros do Armazenador de Energia não são alterados, portanto, ao ser distribuído pelo percurso do alimentador, a unidade de armazenamento de energia é fragmentada em três sistemas menores que, somados, tornam-se idênticos aos sistemas aplicados nas demais configurações em que todo o armazenamento é concentrado em um único ponto.

Estes cenários e configurações serão então avaliados e comparados de forma a mensurar o desempenho da rede a partir da inserção dos Armazenadores de Energia. Para isto, as análises abrangerão os seguintes tópicos:

- Potência no alimentador;
- Fator de Potência;
- Níveis de tensão, em regime permanente, do barramento mais crítico do sistema do lado de média tensão (Barramento final onde é alocado o armazenador de energia na terceira configuração, o qual atinge os valores mais baixos de tensão);
- Perdas técnicas.

Por fim, a dinâmica de simulações seguirá o fluxograma exposto na Figura 15.



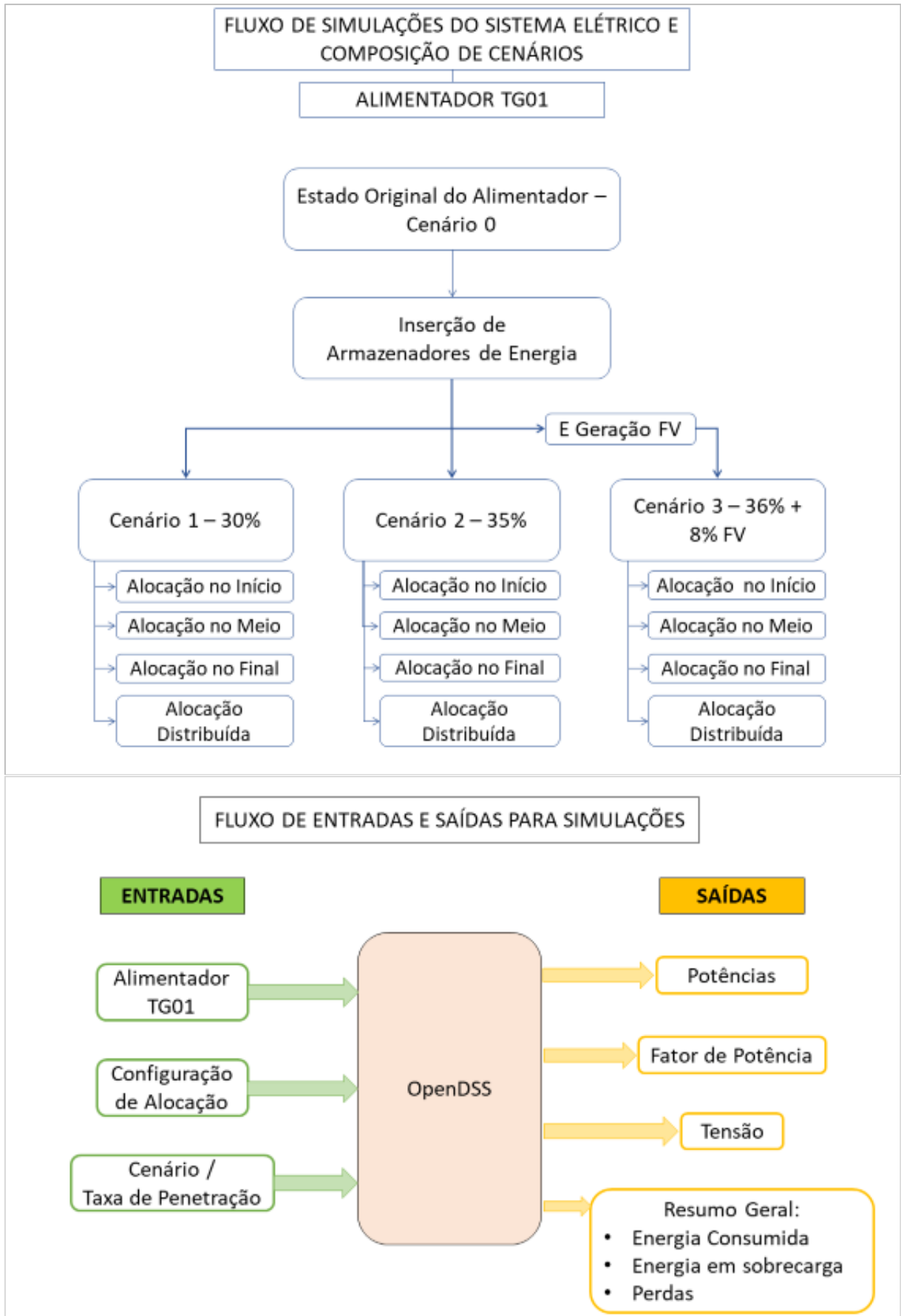


Figura 15 - Diagrama de Simulações para o Alimentador real de distribuição TG01 da CEB.

## 4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste tópico serão apresentados os resultados das simulações realizadas no alimentador TG01 e comparados, para os distintos pontos de alocação dos armazenadores de energia em cada cenário, o desempenho da rede.

Para as simulações, de acordo com os modos de controle da operação disponíveis no *OpenDSS*, apresentados no Tópico 3.1 deste trabalho, fez-se necessário a utilização de três deles. Dividindo os sistemas de armazenamento de energia em pacotes menores, os distintos modos de controle da operação foram aplicados simultaneamente a fim de viabilizar a simulação e obter um resultado com maior refino. Para tal, os modos de controle utilizados foram o *PeakShave*, *Time* e *LoadShape*.

A análise dos resultados obtidos será dividida nos três cenários onde há a inserção de armazenadores de energia (Cenários 1, 2 e 3) e o Cenário 0 será apresentado em todos estes como base para o estudo.

### 4.1. CENÁRIO 1: INSERÇÃO DE 30% DA DEMANDA MÁXIMA DO ALIMENTADOR EM ARMAZENADORES DE ENERGIA

No Cenário 1 a proposta é de inserir um sistema de armazenamento de energia com 2500 kW. Este sistema tem a responsabilidade de achatar a curva de demanda de potência ativa do alimentador, carregando no período em que a demanda é baixa (instante com potência inferior à demanda média) e descarregando na ponta (instante de potência superior à demanda média).

Como demonstrado Figura 16, ao inserir o armazenador, tanto no início do alimentador, quanto no meio, no final ou de modo distribuído, a curva de potência ativa é achatada e fica próxima de 5060 kW em todos os instantes do dia, com pequena variação no que diz respeito ao ponto de alocação da unidade de armazenamento de energia.

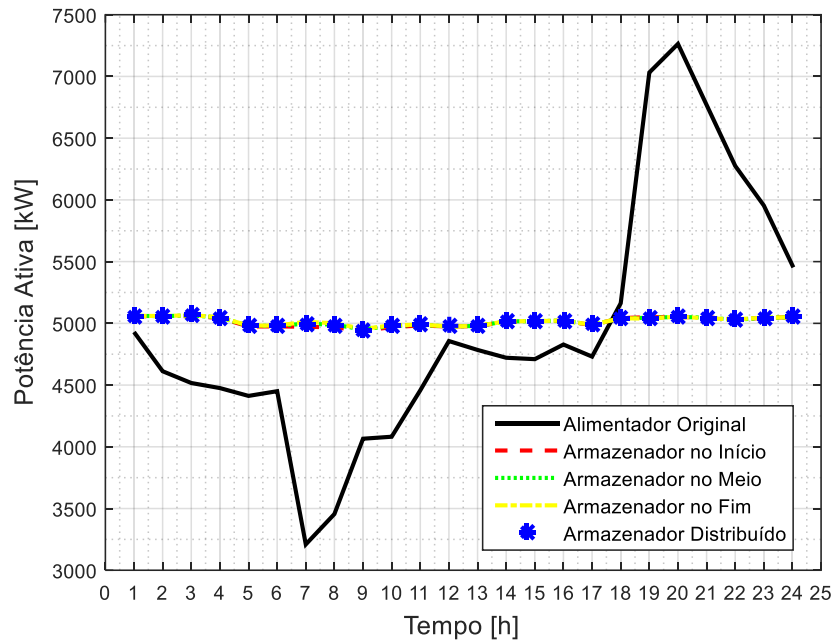


Figura 16 - Curva de Demanda Ativa Trifásica do Alimentador TG01 antes e após a Inserção dos Armazenadores de Energia no Cenário 1.

Esse achatamento representa também um alívio no congestionamento da rede de aproximadamente 2200 kW, especialmente no horário de ponta, aliviando não apenas a subestação, como também as linhas. Porém, outros parâmetros são influenciados pela introdução de Armazenadores de Energia com controle apenas da potência ativa.

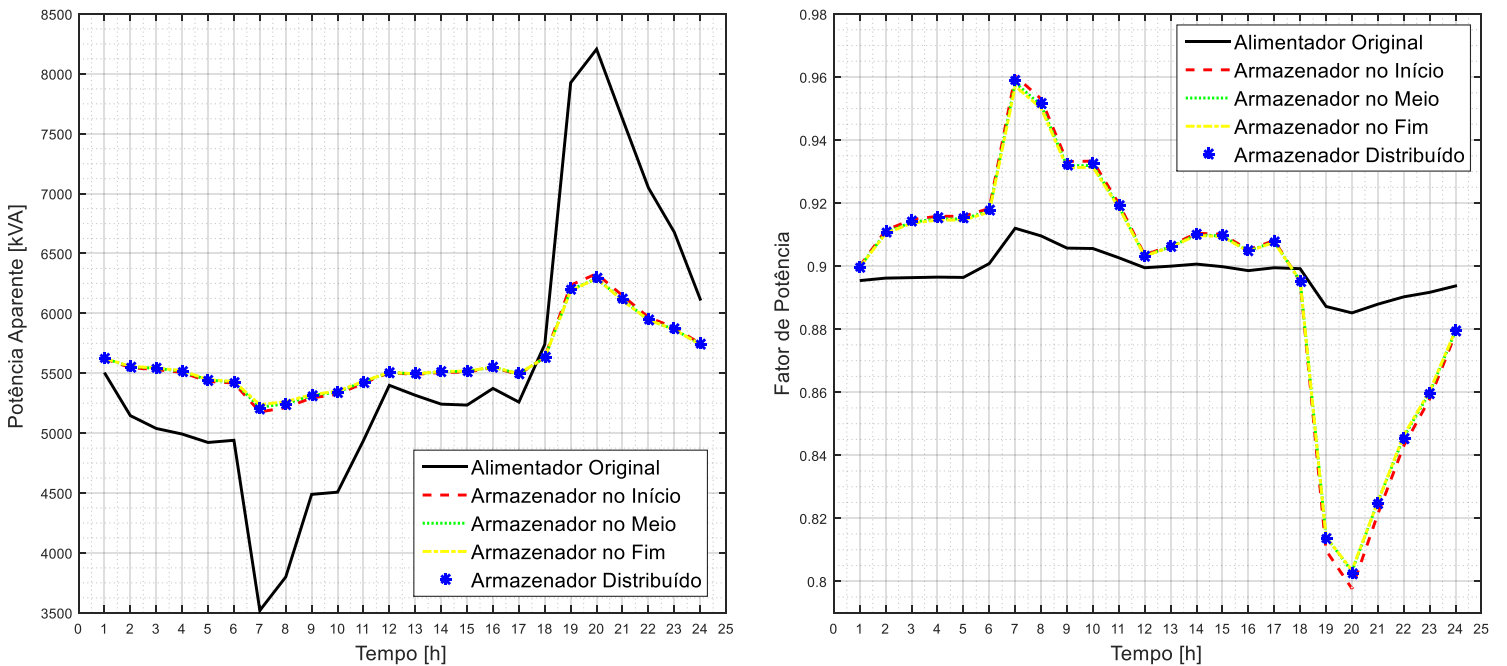


Figura 17 - Curva de Demanda Aparente Trifásica do Alimentador TG01 e seu Respetivo Fator de Potência antes e após a Inserção de Armazenadores de Energia no Cenário 1.

No que diz respeito à potência aparente, o achatamento da curva de potência ativa também achata de modo parcial a curva de potência aparente, reduzindo de 8206 kVA para 6297 kVA o pico. Este achatamento não é total por não haver compensação reativa, e isto resulta em alterações consideráveis no Fator de Potência do sistema.

A princípio, o Fator de Potência no alimentador em seu estado puro variava entre 0,88 e 0,91 indutivo, e a inserção do Armazenador de energia, nesta aplicação, permitiu que o Fator de Potência atingisse o valor de 0,8 indutivo, ocorrendo no momento mais crítico do sistema, o que agrava ainda mais a situação deste baixo fator de potência.

Portanto, percebe-se que o gerenciamento apenas de potência ativa favorece alguns quesitos operacionais em detrimento do fator de potência, sendo necessária uma análise que pondere estes fatores, concluindo a sua vantagem ou desvantagem de acordo com as necessidades da rede elétrica.

Ainda é possível avaliar dois parâmetros importantes, a tensão na barra mais crítica do sistema - Figura 18, aquela em que se percebeu níveis de tensão inferiores ao limite mínimo estabelecido por regulamentação ANEEL[18], e a alteração nas perdas do sistema com a inserção do armazenador - Tabela 4.

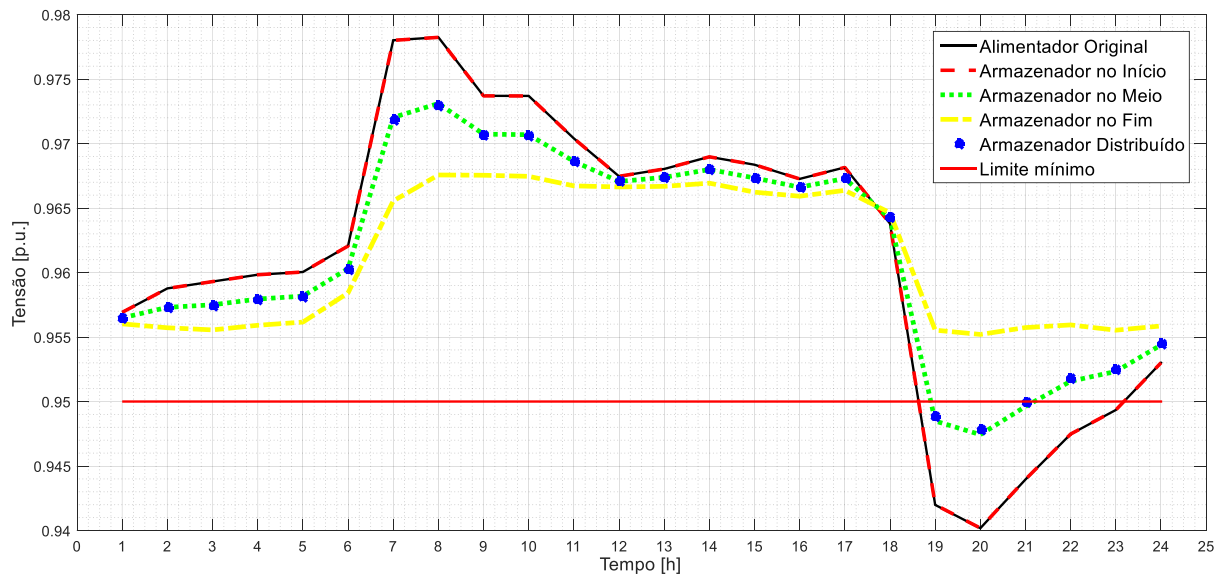


Figura 18 - Tensão no final do circuito 13,8 kV do Alimentador TG01 e suas variações provocadas pelos Armazenadores de Energia no Cenário 1.

Tabela 4 - Energia total consumida pelo circuito, Potência máxima, Sobrecarga e Perdas no Alimentador TG01 para um regime de operação de 96 horas para o Cenário 1.

Cenários	Horas de Simulação	Energia Ativa Total (kWh)	Energia Reativa Total (kVARh)	Potência Ativa Máx (kW)	Energia em sobrecarga (kWh)	Perdas Ativas – Linhas e Trafos (kWh)	Perdas Reativas – Linhas e Trafos (kVARh)
Cenário 0	96	476.894	235.350	7.264	31.962	38.882	53.932
Cenário 1-Início	96	482.238	235.352	5.060	31.961	38.882	53.932
Cenário 1-Meio	96	482.633	235.420	5.064	17.059	38.846	53.911
Cenário 1-Final	96	482.810	235.794	5.066	17.054	39.052	54.198
Cenário 1-Distribuído	96	482.518	235.311	5.063	19.253	38.776	53.821

O gráfico de tensão demonstra que, originalmente, o alimentador opera com níveis de tensão abaixo do limite recomendado entre os horários de 19 e 23 horas, exatamente onde se encontra o pico de demanda. E, ao inserir o armazenador energia, apesar de compensar apenas a potência ativa, o perfil de tensão é otimizado, pois estabelece outro ponto de despacho de energia ao longo do percurso. A exceção se dá quando o armazenador é alocado no início, pois não influencia no desempenho da rede, apenas no carregamento do alimentador principal.

A alocação no meio do percurso e de maneira distribuída ainda não é capaz de melhorar o perfil de tensão ao ponto de superar por completo o limite de 0,95 pu, porém reduz a duração deste momento crítico para o período das 19 às 20 horas. Em contrapartida, o armazenador alocado no final garante em todos os instantes os valores de tensão acima de 0,95 pu, variando entre 0,955 e 0,968 pu.

No que diz respeito a perdas, a Tabela 4 mostra que a variação provocada pela inserção dos armazenadores de energia em relação ao cenário 0 é muito pequena tanto para as perdas ativas quanto reativas (em linhas e transformadores), aumentando as perdas em 0,4% e 0,5% para as perdas ativas e reativas, respectivamente, quando alocados no final. Ao alocar o armazenador de energia no meio ou distribuído, há redução nas perdas de no máximo 0,3% nas perdas, valores considerados irrisórios.

Considerando a energia ativa total consumida constata-se o aumento de aproximadamente 1%, pois é inserido na rede mais um elemento, o armazenador de energia, que possui eficiência abaixo de 100% e, conseqüentemente, gera perdas.

Porém, é apresentado um dado relevante na Tabela 4, onde em determinados momentos alguns elementos do circuito operam em sobrecarga e, percebe-se que a quantidade de energia consumida em sobrecarga reduziu em 46,6% em relação ao estado original do alimentador, para as alocações no meio e no final, e 39,8% quando alocado de modo distribuído. Este fator demonstra que a utilização de armazenadores de energia é capaz de aliviar a rede e seus elementos quanto ao congestionamento e sobrecarga.

#### **4.1.1. Considerações do Cenário 1**

O Sistema de Armazenamento de Energia puramente de Potência ativa foi capaz de achatar, em todas as configurações de alocação, a curva de demanda ativa do alimentador como previsto e, aliviou a curva de potência aparente. Porém a alteração provocada no fator de potência pesa de modo desfavorável a esta forma de utilização, especialmente por reduzir o fator de potência no período em que há o pico de demanda da rede, fazendo com que o alimentador opere em um nível maior de carregamento apenas por conta do suprimento de energia reativa necessário. Para esses parâmetros, a diferença no ponto de alocação não influenciou, mas para os demais ele se fez importante.

Considerando o perfil de tensão, a melhor configuração de alocação é no final da rede, com pequena diferença para quando alocado no meio e distribuído. Já no alívio da sobrecarga, a alocação se mostrou mais eficiente no final e no meio do percurso do alimentador, sendo, em todos os aspectos, o pior ponto de alocação o que está junto à subestação, pois não proporciona melhorias na rede.

#### **4.2. CENÁRIO 2: INSERÇÃO DE 35% DA DEMANDA MÁXIMA DO ALIMENTADOR EM ARMAZENADORES DE ENERGIA**

Para o Cenário 2 se manteve o mesmo Sistema de Armazenamento alocado no Cenário 1, com 2500 kW e, como foi percebido na análise do cenário 1, o achatamento exclusivo da curva de demanda ativa provocou consideráveis alterações no fator de potência, prejudicando o sistema com um baixo FP no período em que este é mais exigido, que é o horário de ponta.

De encontro a esta situação, o Cenário 2 estabelece como solução a incremento de 1400 kVAr em Armazenamento de Energia, representando, juntamente com os 2500 kW, em % de kVA, 35% da demanda máxima do alimentador TG01. Esta quantidade de potência ativa é o necessário para achatar a curva de demanda reativa, esperando-se que retorne o fator potência para próximo ao original, aproximadamente 0,9.

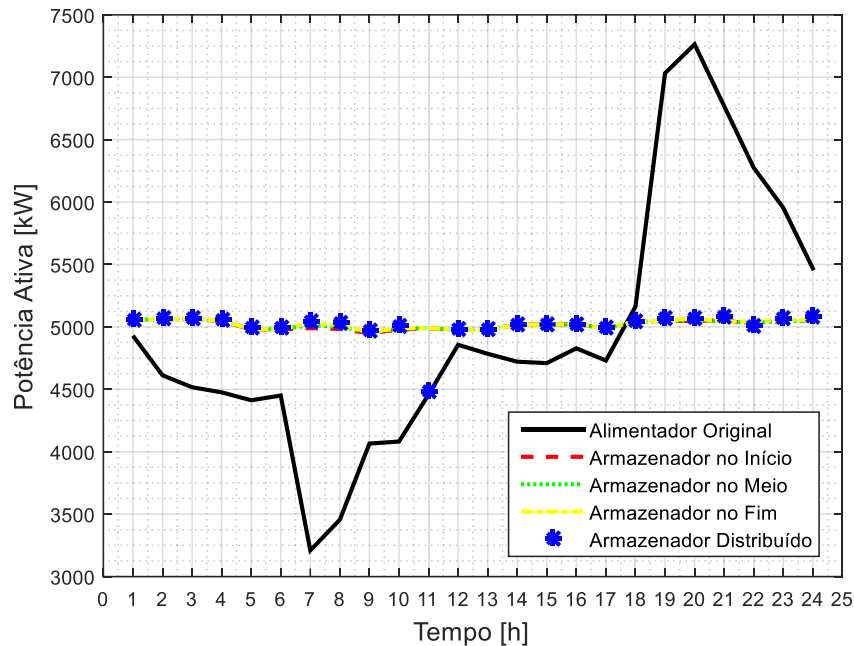


Figura 19 - Curva de Demanda Ativa Trifásica do Alimentador TG01 antes e após a Inserção dos Armazenadores de Energia no Cenário 2.

Como foi mantido o mesmo sistema de armazenamento responsável pelo gerenciamento da demanda ativa, o sistema se comportou de modo muito próximo ao cenário 1, com pequena elevação na potência ativa do alimentador de, aproximadamente, 10 kW em relação ao primeiro cenário. Conferindo, então, ao alimentador TG01 redução na sobrecarga, aliviando o congestionamento no horário de pico de aproximadamente 2190 kW, ou seja, alívio de 30% do sistema em todas as 4 configurações de alocação dos Armazenadores de Energia.

Nas Figura 19, Figura 20 e Figura 21, ainda se percebe um ponto que destoa dos demais, na hora 11<sup>a</sup> do dia. Este ponto, fora da curva padrão, se dá porque a leitura da curva de carga é horária e, no instantes que antecedem a hora 11 o sistema de armazenamento de energia opera em carga, e minutos antes de haver a

leitura da potência no alimentador ele apresenta carga completa e entra em modo de espera, ocasionando esta queda na potência demanda do alimentador.

A partir da Figura 20, compreende-se as principais diferenças do Cenário 2 para o cenário 1, dado pela inserção de Armazenadores de Energia a fim de gerenciar também a demanda reativa do alimentador.

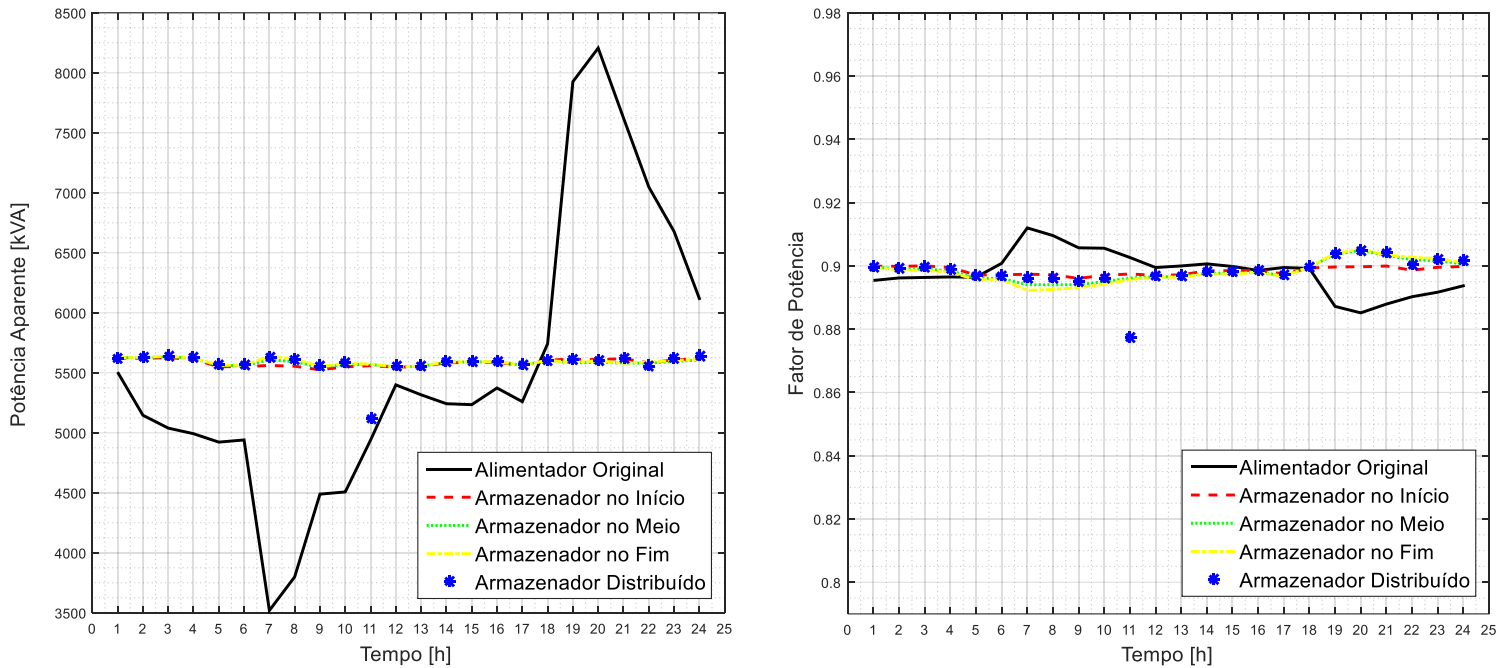


Figura 20 - Curva de Demanda Aparente Trifásica do Alimentador TG01 e seu Respectivo Fator de Potência antes e após a Inserção de Armazenadores de Energia no Cenário 2.

A potência trifásica aparente, apresentada na Figura 20, comportou-se como o previsto, sendo achatada por completo, tanto em sua parcela ativa quanto reativa, reduzindo seu pico de 8206 kVA para 5606 kVA, redução de 32% no pico de consumo.

Porém, esta redução na potência aparente se torna mais significativa quando visualizada conjuntamente ao fator de potência do sistema no cenário 2. Nota-se, na Figura 20, que o fator de potência retorna para próximo de 0,9, no entanto, com um perfil superior ao cenário 0, com maior constância. A comparação entre os pontos de alocação é complicada, pois eles responderam de maneira muito próxima, todavia, ao alocar os sistemas de armazenamento de energia no início do percurso o fator de potência se aproxima de 0,9, nunca superando este valor. Já nas demais



configurações de alocação, no horário de ponta, o FP é superior à 0,9, tornando-os mais vantajosos para a operação.

O perfil de tensão na barra mais crítica do sistema já havia melhorado no Cenário 1, porém com a injeção de potência reativa ocorrida no Cenário 2 a tensão superou em todos os casos, exceto na configuração de alocação próximo à subestação, o limite mínimo de 0,95 pu. No Cenário 1, apenas a alocação no final havia superado o limite mínimo durante todo o dia.

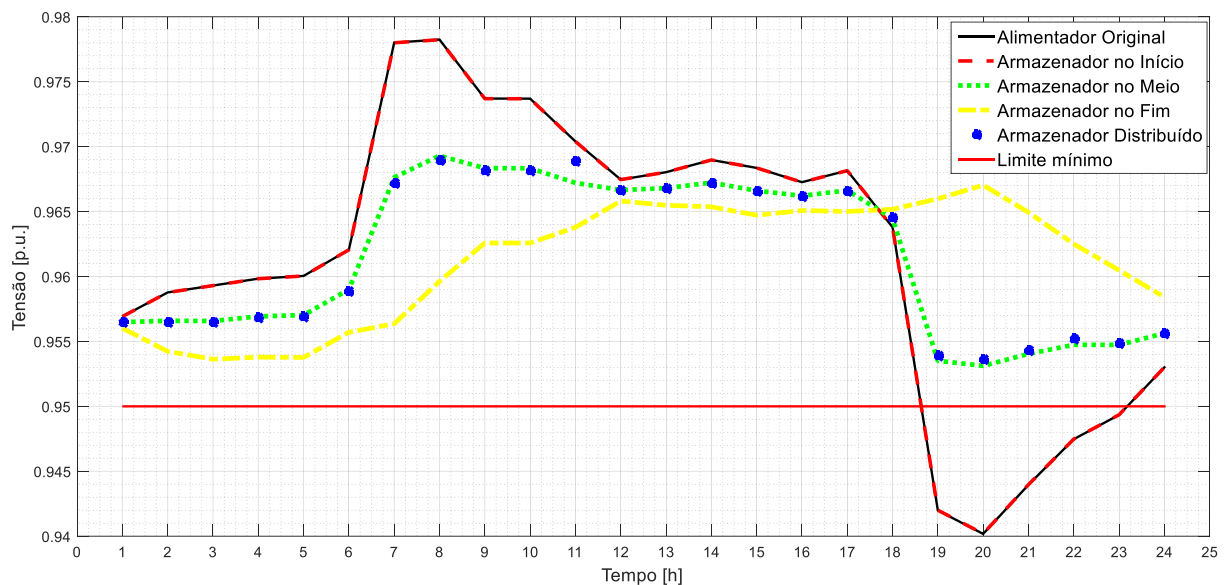


Figura 21 - Tensão no final do circuito 13,8 kV do Alimentador TG01 e suas variações provocadas pelos Armazenadores de Energia no Cenário 2.

Nota-se, na Figura 21, que a alocação no meio e de modo distribuído produz características de tensão muito semelhantes. Fato este que gera expectativas quanto a outras formas de distribuição do armazenador de energia, o qual pode, por exemplo, ser distribuído não mais ao longo do circuito por completo, mas do meio para o final do circuito, descartando a condição de alocação no início do circuito, a qual não confere ganhos na tensão. Pode-se assim, produzir trabalhos futuros com demais formas de alocação do Sistema de Armazenamento.

Por fim, a Tabela 5 mostra um resumo do Alimentador TG01 submetido a um regime de simulação de 96 horas, com o Cenário inicial 0 e as distintas configurações de alocação referentes ao Cenário 2.

Tabela 5 - Energia total consumida pelo circuito, Potência máxima, Sobrecarga e Perdas no Alimentador TG01 para um regime de operação de 96 horas para o Cenário 2.

Cenários	Horas de Simulação	Energia Ativa Total (kWh)	Energia Reativa Total (kVArh)	Potência Ativa Max (kW)	Energia em sobrecarga (kWh)	Perdas Ativas – Linhas e Trafos (kWh)	Perdas Reativas – Linhas e Trafos (kVArh)
Cenário 0	96	476.894	235.350	7.264	31.962	38.882	53.932
Cenário 2-Início	96	482.496	228.843	5.063	31.962	38.882	53.932
Cenário 2-Meio	96	482.804	229.021	5.065	17.094	38.744	53.797
Cenário 2-Final	96	483.181	229.519	5.070	17.085	38.992	54.155
Cenário 2-Distribuído	96	482.202	228.565	5.085	17.075	38.661	53.691

No Cenário 2 também não há variações consideráveis quanto as perdas ativas e reativas em linhas e transformadores.

A energia total consumida no circuito, incluindo as perdas provocadas pelos sistemas de armazenamento de energia, demonstra aumento, semelhante ao primeiro cenário no consumo de energia ativa, de 1,2%, além de alterar este parâmetro em energia reativa, elevando o consumo de 2,5 a 2,9%. Isto mostra que a redução nas perdas do circuito elétrico do alimentador, quando esta ocorre, não é suficiente para compensar o aumento da energia consumida gerado pela eficiência inferior a 100% dos sistemas de armazenamento.

Outro ponto da Tabela 5 que merece destaque, assim como no cenário 1, é a energia consumida em sobrecarga. O Gerenciamento da energia elétrica através de Armazenadores, exceto quando alocado no início do circuito, foi capaz de melhorar a característica de sobrecarga do sistema, reduzindo-a em 46%, quase pela metade.

#### 4.2.1. Considerações do Cenário 2

Os dois Sistemas de Armazenamento de Energia utilizados no Cenário 2 foram capazes de achatar as curvas de demanda ativa e reativa, o que faz com que a curva de potência aparente também se torne quase constante, reduzindo a carga exigida no alimentador, especialmente no horário de ponta. Esta redução provocou alívio na sobrecarga de alguns elementos quando os sistemas de armazenamento foram alocados no meio, no final ou distribuído ao longo do percurso.

Quanto ao perfil de tensão, a utilização dos Armazenadores se mostrou bastante satisfatória, elevando o desempenho da rede nas configurações em que o sistema de armazenamento foi alocado mais distante da subestação.

No que diz respeito as perdas no alimentador, a utilização de armazenadores de energia é capaz de reduzi-las, exceto quando alocado no final do circuito, onde há elevação das perdas. No entanto, em todos os casos, esta redução, praticamente irrisória, não foi superior ao consumo de energia do próprio armazenador para seu funcionamento, gerando um pequeno déficit energético no balanceamento geral.

#### 4.3. CENÁRIO 3: INSERÇÃO DE 36% DA DEMANDA MÁXIMA DO ALIMENTADOR EM ARMAZENADORES DE ENERGIA E 8% EM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

O Cenário 3 é um cenário especial, pois incrementa a rede através de um gerador fotovoltaico, este na proposta de elevar ainda mais o desempenho da rede através do fornecimento de energia reativa. Estabelecendo, então, dois pontos de alimentação do circuito, a subestação do Alimentador TG01 e a fonte fotovoltaica.

Além da inserção do gerador fotovoltaico (1MWp), a potência da unidade armazenadora de energia responsável pelo gerenciamento de energia reativa foi elevada. Assim, pela necessidade do gerenciamento de uma maior quantidade de energia, os dois sistemas de armazenamento ficaram com 2500 kW e 1550 kVAr.

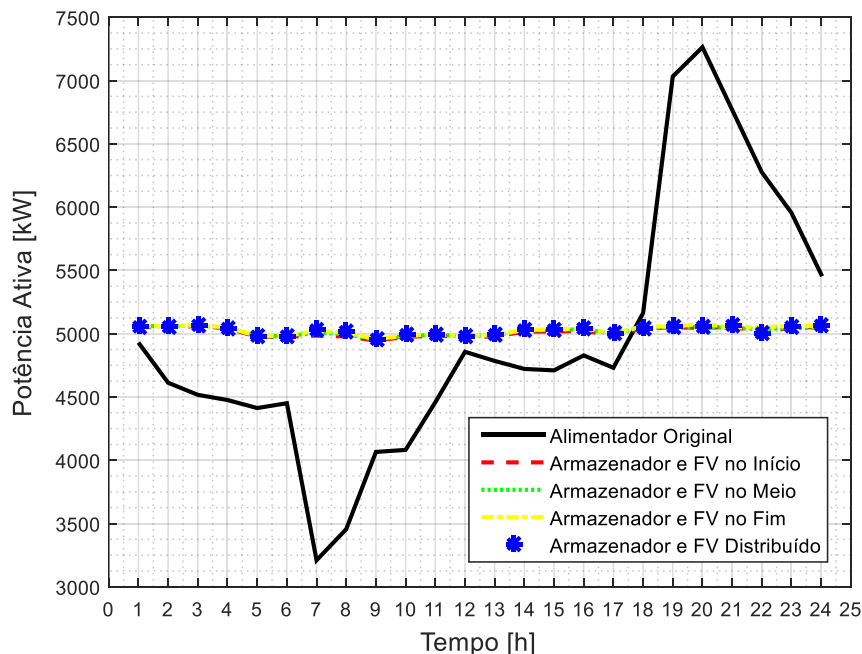


Figura 22 - Curva de Demanda Ativa Trifásica do Alimentador TG01 antes e após a Inserção dos Armazenadores de Energia no Cenário 3.

Como a geração fotovoltaica tem a função de alimentar o armazenador de energia para que seja realizado o gerenciamento da potência reativa e elevação do fator de potência, a curva de demanda ativa se comporta semelhantemente aos cenários 1 e 2, praticamente constante em torno dos 5050 kW.

Porém a potência aparente e o fator de potência, estes são muito alterados, como pode ser visto na Figura 23.

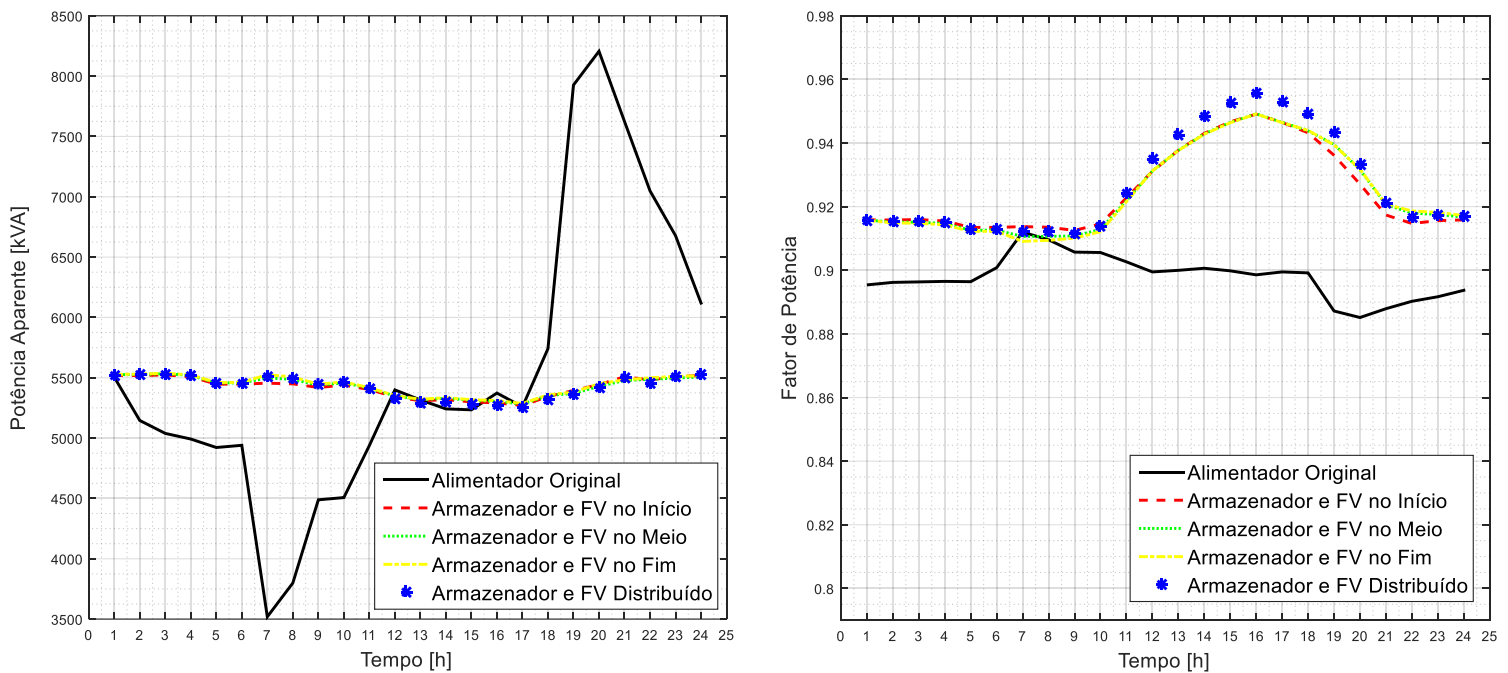


Figura 23 - Curva de Demanda Aparente Trifásica do Alimentador TG01 e seu Respetivo Fator de Potência antes e após a Inserção de Armazenadores de Energia no Cenário 3.

A potência trifásica aparente foi achatada por completo, porém reduziu-se os valores ainda mais em relação ao Cenário 2, dado pela maior carga de reativo gerenciado pelos Armazenadores de Energia, ficando abaixo de 5500 kVA em todos os instantes do dia. E o sistema alcançou um nível de performance elevado no que tange o fator de potência, com média de 0,92 e seus maiores valores exatamente no horário de ponta, atingindo o fator de potência de 0,956 e 0,949 quando os sistemas de armazenamentos foram alocados, respectivamente, distribuído e nas configurações.

Para o fator de potência, a melhor configuração de alocação foi a distribuída, já no perfil de tensão da barra mais crítica, como pode ser visto na Figura 24, a melhor configuração foi a alocação no final do circuito. As alocações no meio e de

forma distribuída também obtiveram excelentes resultados, com características iguais ao cenário 2 e obtendo valores médios superiores.

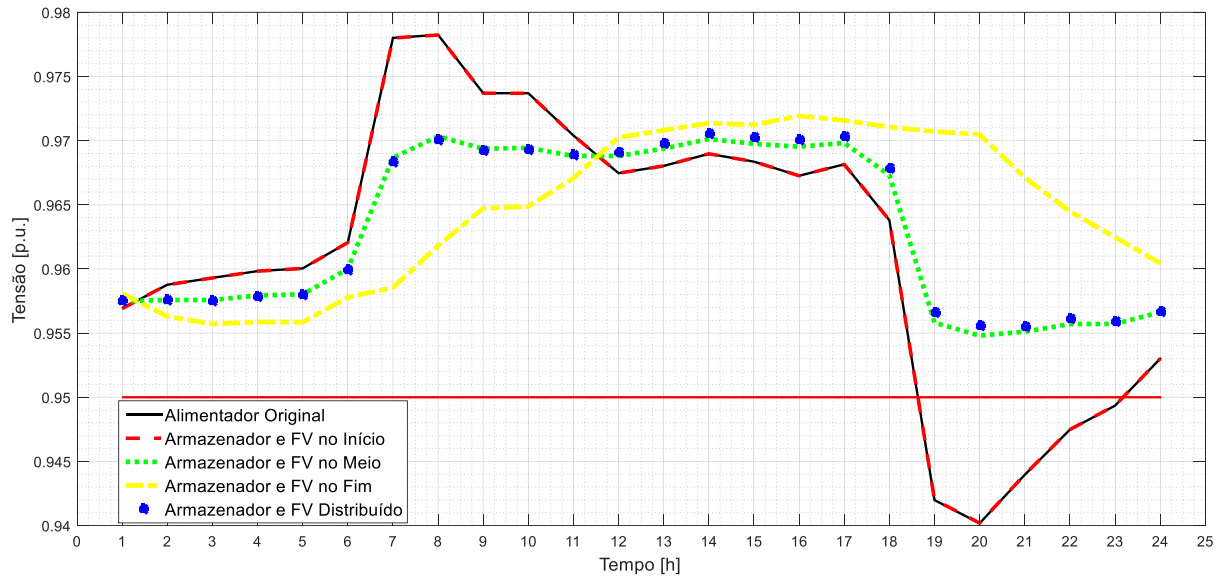


Figura 24 - Tensão no final do circuito 13,8 kV do Alimentador TG01 e suas variações provocadas pelos Armazenadores de Energia no Cenário 3.

No que diz respeito as perdas, aquelas referentes a linhas e transformadores não tiveram grande variação, bem como a energia ativa total consumida por todos os elementos da rede elétrica, esta com elevação de aproximadamente 1,3%, em relação ao cenário 0, para todas as configurações de alocação, sendo ainda o pior caso a alocação no final da rede e o melhor no início.

O principal destaque e distinção para os demais cenários está na energia reativa consumida por toda a rede do Alimentador TG01 com redução de 15,7%, 15,6%, 15,3% e 17,1% para as configurações de alocação no início, meio, final e distribuído, respectivamente. Definindo, para este ponto, a alocação de forma distribuída com a mais eficiente.

A redução no fornecimento de energia reativa pelo alimentador era esperada, devido a inserção de uma nova fonte de energia, a geração fotovoltaica, que foi responsável por dar este aporte de reativo, a fim de elevar o fator de potência da rede.

Tabela 6 - Energia total consumida pelo circuito, Potência máxima, Sobrecarga e Perdas no Alimentador TG01 para um regime de operação de 96 horas para o Cenário 3.

Cenários	Horas de Simulação	Energia Ativa Total (kWh)	Energia Reativa Total (kVArh)	Potência Ativa Max (kW)	Energia em sobrecarga (kWh)	Perdas Ativas – Linhas e Trafos (kWh)	Perdas Reativas – Linhas e Trafos (kVArh)
Cenário 0	96	476.894	235.350	7.264	31.962	38.882	53.932
Cenário 3-Início	96	482.311	198.451	5.059	31.962	38.881	53.932
Cenário 3-Meio	96	483.102	198.645	5.064	17.803	38.494	53.477
Cenário 3-Final	96	483.851	199.344	5.079	17.921	38.822	53.947
Cenário 3-Distribuído	96	483.262	195.267	5.069	17.107	38.432	53.401

Como analisado nos outros cenários, um quesito que não estava previsto para análise na proposta do trabalho, porém foi observado e destacou-se, a sobrecarga do sistema elétrico reduziu em até 46% para as quatro configurações de alocação.

#### 4.3.1. Considerações do Cenário 3

O gerenciamento da demanda ativa não foi alterado, concentrando as principais diferenças no que diz respeito ao gerenciamento da potência reativa, onde elevou-se consideravelmente o fator de potência no horário de maior demanda do alimentador. Esta elevação do fator de potência, sem prejudicar as potências do sistema, foi possível pelo suporte dado através da geração fotovoltaica.

Além disso, os perfis de tensão e as perdas do sistema teve comportamento próximo ao cenário 2, com uma ressalva quanto ao fornecimento de energia reativa pela distribuidora, onde obteve-se redução de até 17%, devido à geração fotovoltaica que deu este aporte necessário. A redução da sobrecarga também esteve presente neste cenário, na mesma ordem de grandeza dos cenários anteriores.

#### 4.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesta seção foram apresentados os resultados da aplicação de armazenadores de energia na rede elétrica de distribuição, obtendo uma grande melhora no desempenho da rede, através do gerenciamento de energia pelo lado da demanda, controlando o fluxo de potência do alimentador, aliviando a injeção de

energia no horário de ponta, o que permitiu a redução de sobrecarga da rede elétrica.

Foram analisados os pontos positivos e negativos de cada cenário, e as distinções entre as configurações de alocação dos armazenadores de energia.

Em todos os cenários, a alocação no início do alimentador foi suficiente apenas para achatar a curva de demanda do alimentador, aliviando o mesmo, porém não apresentou melhoria no desempenho da rede. Entre as demais configurações houve vantagens e desvantagens para cada uma delas.

O perfil de tensão apresentou uma melhor performance para a alocação no final da rede elétrica, considerando que esta foi responsável por apresentar o perfil de tensão dentro dos limites e com os maiores valores no horário de pico, quando as alocações no meio só alcançaram o feito de eliminar a subtensão nos cenários 2 e 3.

A otimização do fator de potência e da energia consumida em sobrecarga não apresentou grandes diferenças para as três configurações de alocação, com pequena vantagem para as alocações de forma distribuída e no meio da rede elétrica.

É ressaltado que o uso de armazenadores de energia, não é capaz de reduzir as perdas no sistema de modo a compensar seu consumo, gerando pequeno aumento na energia consumida pela rede elétrica.

Destaca-se a questão do fator de potência que, apesar de não ter interferido de modo veemente nas perdas, a sua otimização permite a redução do carregamento do alimentador em potência aparente e, conseqüentemente, o melhor aproveitamento deste carregamento para a potência ativa.

Deste modo, o posicionamento do sistema de armazenamento de energia no barramento final do circuito projeta uma pequena vantagem em relação a otimização no desempenho da rede, especialmente pelos níveis de tensão. Todavia, com desempenho muito próximo, estão as alocações distribuída e no meio do circuito do alimentador, podendo considerar todas estas soluções satisfatórias. Há, contudo, a proposta de utilizar uma distribuição entre o meio e o final da rede elétrica a fim de obter os melhores parâmetros de desempenho.

Seguindo a análise, propõe-se a comparação entre os cenários, pois foi estudado dentro de cada cenário, os distintos pontos de alocação. Para tal, separou os indicadores de desempenho da rede, potências, fator de potência e tensão, no período que representa o horário de ponta do sistema elétrico (18 as 22 horas) e foi calculado a média de cada um desses parâmetros para este período e para as distintas configurações de alocação.

Assim sendo, a Figura 25 apresenta para os três cenários, do ponto de vista do alimentador, o grau de melhoria proporcionado por cada um deles à rede elétrica de distribuição no horário de ponta.

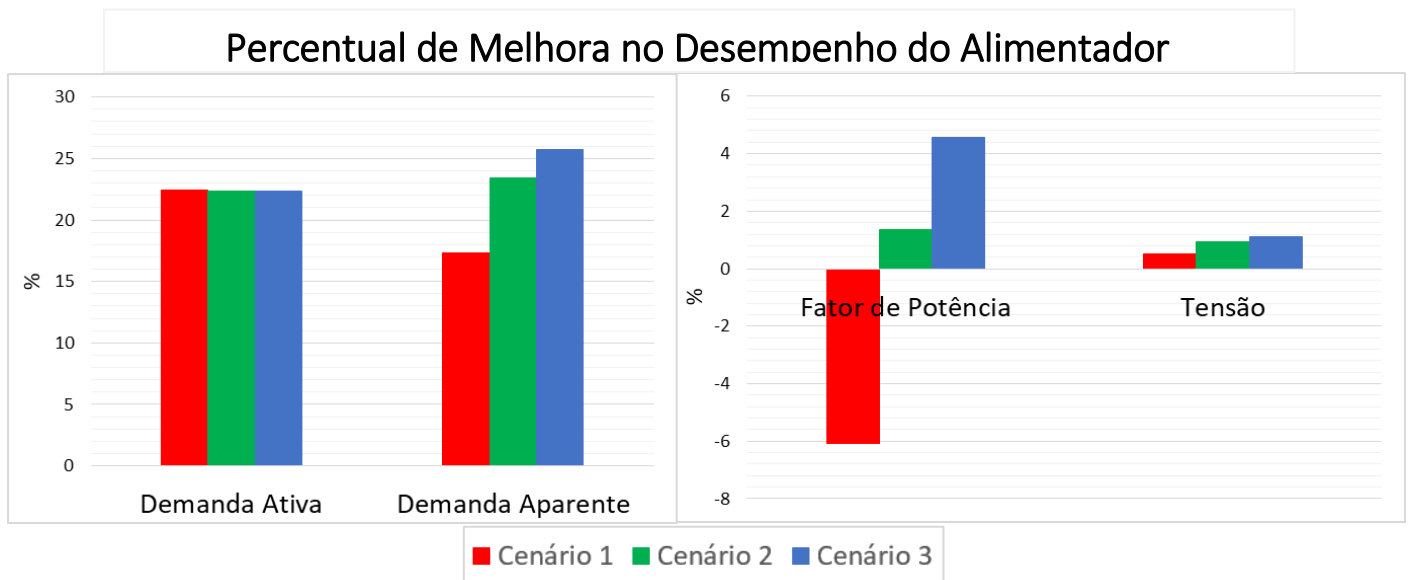


Figura 25 - Comparação de desempenho da rede no horário de ponta (18 às 22 horas) entre os três cenários, considerando as médias de todas as configurações de alocação para cada cenário.

A demanda ativa teve melhoria semelhante nos três cenários, aliviando em aproximadamente 22,4% a subestação no horário de ponta, valor considerável para este período e que pode acarretar em importantes ganhos econômicos.

Os demais parâmetros demonstram variação entre os cenários, dado o gerenciamento de demanda reativa nos cenários 2 e 3, e a geração fotovoltaica adicionada no cenário 3.

Pontua-se a Demanda aparente, e o fator de potência, com ganhos mais distintos e significativos entre os cenários. Onde, o aumento de desempenho da rede nestes indicadores, representa além da redução no carregamento da



subestação, possibilidade de redução de custos na expansão e planejamento de redes elétricas de distribuição, através de cabos e dispositivos com menor capacidade de corrente.

## 5. CONCLUSÃO

### 5.1. CONCLUSÕES GERAIS

Este trabalho propôs o uso de armazenadores de energia no sistema elétrico de potência, dado a necessidade do melhor aproveitamento deste essencial recurso, a energia elétrica, encontrou-se no armazenamento de energia uma alternativa tecnológica para realizar o gerenciamento e controle do fluxo de potência na rede elétrica.

O trabalho realiza uma revisão bibliográfica abrangente no que tange os armazenadores de energia, procurando apresentar as principais tecnologias, desde as mais maduras às emergentes, assim como suas aplicações, características, formas de operação, vantagens e desvantagens.

Neste sentido, a fim de viabilizar a ideia, foi analisado, no âmbito de redes elétricas inteligentes, a aplicação dos armazenadores de energia às redes elétricas de distribuição com a finalidade de achatar a curva de demanda de um alimentador real e avaliar o desempenho da rede após a inserção das unidades de armazenamento.

Os modelos de armazenamento de energia aplicados, composto por pacotes de baterias eletroquímica de Li-íon, visa o alívio no congestionamento da rede, a segurança energética, melhoria na qualidade da energia do ponto de vista de perfil de tensão e fator de potência, bem como redução das perdas e sobrecarga de equipamentos e linhas. Neste sentido, distintas taxas de penetração foram observadas no ambiente de simulação baseado em *smart grids* possibilitado pelo *software OpenDSS*.

O *OpenDSS* tem obtido destaque no setor elétrico brasileiro, por permitir variadas simulações em sistemas elétricos de distribuição, com características que permitem representações próximas do que se vê na realidade e dinâmicas. Inclusive, este *software* é hoje utilizado pela ANEEL para cálculos de perdas das companhias de distribuição de energia elétrica.

Nas simulações computacionais, foi possível diversificar cenários, e analisar diferentes configurações e posicionamento dos armazenadores de energia,

demonstrando seu controle preciso, equilibrado e com poucas oscilações no gerenciamento de energia ativa e reativa. Esta gestão é possível por conta da eletrônica de potência, que, com os avanços atuais, possibilitam a conversão e controle de potência nos quatro quadrantes de modo bidirecional.

Porém, o *OpenDSS* possui o modelo de controlador de armazenador de energia limitado, principalmente no que diz respeito ao controle no carregamento do sistema de armazenamento. Para a carga, há apenas dois modos de operação, e para descarga seis modos. Durante as simulações, no entanto, mostrou-se interessante que estes modos utilizados para descarga fossem proporcionados para a carga também.

Alguns cenários e estudos não foram realizados, e serão propostos no tópico seguinte. De modo geral, portanto, os armazenadores de energia, exemplificado neste estudo pelas baterias, geram grandes expectativas de sua aplicação no sistema elétrico, pois possuem capacidade de propor novas condições de operação aos SEPs, melhorando diversos aspectos como o melhor aproveitamento de energia através de seu gerenciamento, elevando o desempenho elétrico da rede e a qualidade da energia disponibilizada aos consumidores.

Além disso, no contexto de alternativas tecnológicas recentes e redes inteligentes, os Armazenadores de Energia tendem a ser um grande aliado à geração a partir de fontes renováveis de energia, estas de grande potencial no território brasileiro.

## 5.2. TRABALHOS FUTUROS

No Brasil, a aplicação de Armazenadores de Energia ao Sistema Elétrico de Potência é um tema recente e muito pouco utilizado, porém que já tem despertado interesse por universidades e empresas. E nesse sentido, sugere-se a continuação de estudos na área de armazenamento de energia, envolvendo outras tecnologias, aplicações e experimentações práticas.

Como continuação deste trabalho, propõe-se estudos práticos, com medições reais em campo. Pois, mesmo utilizando um sistema modelado pela distribuidora de

energia, considerando um ambiente de simulação, com limitações, os resultados não têm representação 100% fidedigna. Podendo, estes estudos, serem realizados em menor escala para sua viabilidade.

Propõe-se também a programação do modelo que representa o controlador de carga e descarga do armazenador de energia no *OpenDSS*, permitindo maiores opções de carregamento, assim como já é disponível na descarga.

Outro fator a ser estudado e simulado, é a comparação entre as distintas tecnologias de armazenamento de energia, verificando suas aplicações e utilizando-as de forma conjunta, pois possibilita o maior aproveitamento de cada tecnologia.

Além desses, o presente trabalho baseou sua metodologia e resultados considerando o investimento na implantação e operação dos armazenadores energia por parte da distribuidora de energia elétrica. Portanto, sugere-se que seja estudado, simulado e analisado a utilização de armazenadores com investimento por parte do consumidor, no lado de baixa tensão, de maneira distribuída e em escalas residenciais.

Por fim, é interessante e de suma importância o estudo da viabilidade econômica dos armazenadores de energia. Sabe-se que hoje estes sistemas, em suas diversas tecnologias, possuem elevado custo, porém, com este estudo econômico pode-se definir a taxa de penetração economicamente viável para aplicações em sistemas de distribuição de energia elétrica.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES, C. A. B. Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas. **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental - REGET/UFSM**, Santa Maria, v. 19, n. 2, p. 1230-1249, maio-agosto 2015. ISSN 22361170.
- [2] KAGAN, N.; DE OLIVEIRA, C. B.; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 1ª. ed. São Paulo: Blucher, 2005.
- [3] AKHIL, A. A. et al. **DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA**. Sandia National Laboratories. Albuquerque, p. 163. 2013.
- [4] IHS MARKIT. News Releases. **Global Grid-Connected Energy Storage Capacity to Double in 2016, IHS Markit Says**, 2016. Disponível em: <<http://news.ihsmarket.com/press-release/technology/global-grid-connected-energy-storage-capacity-double-2016-ihs-markit-says>>. Acesso em: 10 Outubro 2016.
- [5] RIBEIRO, P. F. et al. Energy Storage Systems for Advanced Power. **Proceedings of the IEEE**, v. 89, n. 12, p. 1744-1756, Dezembro 2001.
- [6] DROSTE-FRANKE, B. et al. **Balancing Renewable Electricity: Energy Storage, Demand Side Management, and Network Extension from an Interdisciplinary Perspective**. Berlin: Springer, v. 40, 2012.
- [7] IEA. **Technology Roadmap: Energy Storage**. International Energy Agency. Paris, p. 59. 2014.
- [8] PEREZ, F. Inserção e Controle de Armazenadores de Energia em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. **Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Itajubá**, Itajubá, 2015.
- [9] POMILIO, J. A.; DECKMANN, S. M. **Condicionamento de Energia Elétrica e Dispositivos FACTS**. Universidade Estadual de Campinas. São Paulo, p. 26. 2009.
- [10] IEC. **Electrical Energy Storage**. International Electrotechnical Commission. Geneva, p. 78.
- [11] BARBOUR, E. Energy Storage Technologies - Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES). **Energy Storage Sense**. Disponível em: <<http://energystoragesense.com/superconducting-magnetic-energy-storage-smes/>>. Acesso em: 03 novembro 2016.
- [12] ANEEL. **PROJETO ESTRATÉGICO: “ARRANJOS TÉCNICOS E COMERCIAIS PARA A INSERÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO”**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília. 2016.
- [13] PEREIRA, F. Energy Storage Systems (Sistemas de Armazenamento de Energia).

- Neutro à Terra**, Porto, n. 12, p. 17-28, Dezembro 2013. ISSN 16475496. Disponível em: <[http://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/3568/1/ART\\_FabioPereira\\_2013\\_NAT.pdf](http://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/3568/1/ART_FabioPereira_2013_NAT.pdf)>.
- [14] BEACON POWER. Technology: Carbon Fiber Flywheel. **Beacon Power**. Disponível em: <<http://beaconpower.com/carbon-fiber-flywheels/>>. Acesso em: 03 Novembro 2016.
- [15] PORCIUNCULA, C. M. D. Aplicação de Modelos Elétricos de Bateria na Predição do Tempo de Vida de Dispositivos Móveis. **Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul**, Ijuí, p. 23, Abril 2012.
- [16] EPRI. **OpenDSS STORAGE Element and STORAGECONTROLLER Element**. Electric Power Research Institute. Palo Alto, p. 21. 2011.
- [17] SHAYANI, R. A. Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição. **Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília**, Brasília, DF, p. 122-125, Agosto 2010.
- [18] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**. Brasília. 2016.

## APÊNDICES

	Pág.
Apêndice I	Parâmetros dos sistemas de armazenamento e geração fotovoltaica utilizadas na simulação do Alimentador TG01 72
Apêndice II	Código Master das simulações para o Cenário 0 no <i>OpenDSS</i> 75
Apêndice III	Código Master das simulações para o Cenário 1 no <i>OpenDSS</i> 76
Apêndice IV	Código Master das simulações para o Cenário 2 no <i>OpenDSS</i> 78
Apêndice V	Código Master das simulações para o Cenário 3 no <i>OpenDSS</i> 81





## APÊNDICE I: Parâmetros dos sistemas de armazenamento e geração fotovoltaica utilizadas na simulação do Alimentador TG01

Neste Apêndice serão expostos os parâmetros dos sistemas de armazenamento adotado para as simulações dos distintos cenários aplicados ao Alimentador TG01 exibidos no capítulo 4.

As propriedades adotadas para Sistema Armazenador de Energia, considerando as características das baterias de Íons de Lítio, seguem na Tabela Abaixo.

Tabela 7 - Parâmetros do sistema de armazenamento de energia.

Sistemas de Armazenamento de Energia							
Demanda Ativa - Todos os Cenários				Demanda Reativa - Cenário 2		Demanda Reativa - Cenário 2	
Pacote 1		Pacote 2		Pacote Único		Pacote Único	
Fases = 3				Fases = 3		Fases = 3	
Conexão = Delta (13,8 kV)				Conexão = Delta (13,8 kV)		Conexão = Delta (13,8 kV)	
FP = Unitário				FP = 0,0		FP = 0,0	
Perda por autodescarga = 0,05%				Perda por autodescarga = 0,05%		Perda por autodescarga = 0,05%	
Eficiência de carga e descarga = 94%				Eficiência de carga e descarga = 94%		Eficiência de carga e descarga = 94%	
Descarga máxima = 80%				Descarga máxima = 80%		Descarga máxima = 80%	
Potência (kW)	1250	Potência (kW)	1250	Potência (kVAr)	1400	Potência (kVAr)	1550
Capacidade de Armazenamento (kWh)	7600	Capacidade de Armazenamento (kWh)	4850	Capacidade de Armazenamento (kVArh)	7250	Capacidade de Armazenamento (kVArh)	11000

Para o sistema de Armazenamento puramente ativo, houve a necessidade de dividi-lo em dois pacotes para que o controle pudesse ser eficiente e tornar a curva de demanda o mais constante possível.

No que diz respeito a geração fotovoltaica, aspectos como temperatura das placas foram considerados de forma a influenciar a eficiência do módulo e a saída de potência, como demonstrado nas figuras abaixo.

A geração fotovoltaica possui os seguintes parâmetros:

Tabela 8 - Parâmetros do conjunto módulos e inversores fotovoltaicos.

<b>Sistema Fotovoltaico</b>	
Fases	3
Potência	1 MW <sub>p</sub>
Conexão	Delta (13,8 kV)
Irradiância	1 kW/m <sup>2</sup>

Quanto a caracterização das curvas de potência de pico em função da temperatura, irradiação e temperatura do painel.

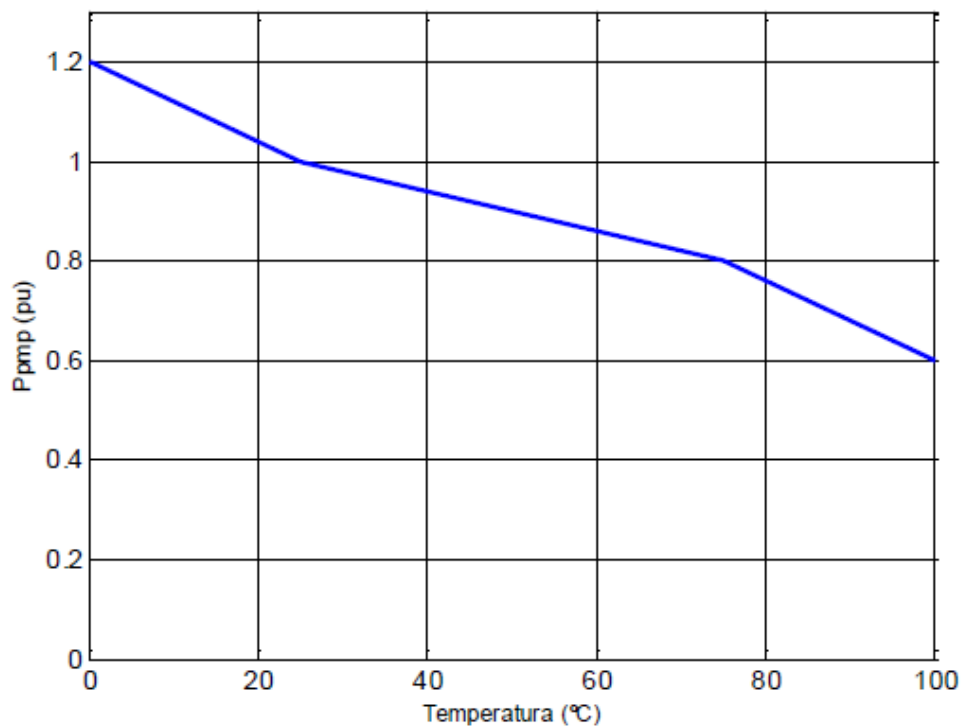


Figura 26 - Curva diária da potência (p.u.) em função da temperatura do painel (°C).

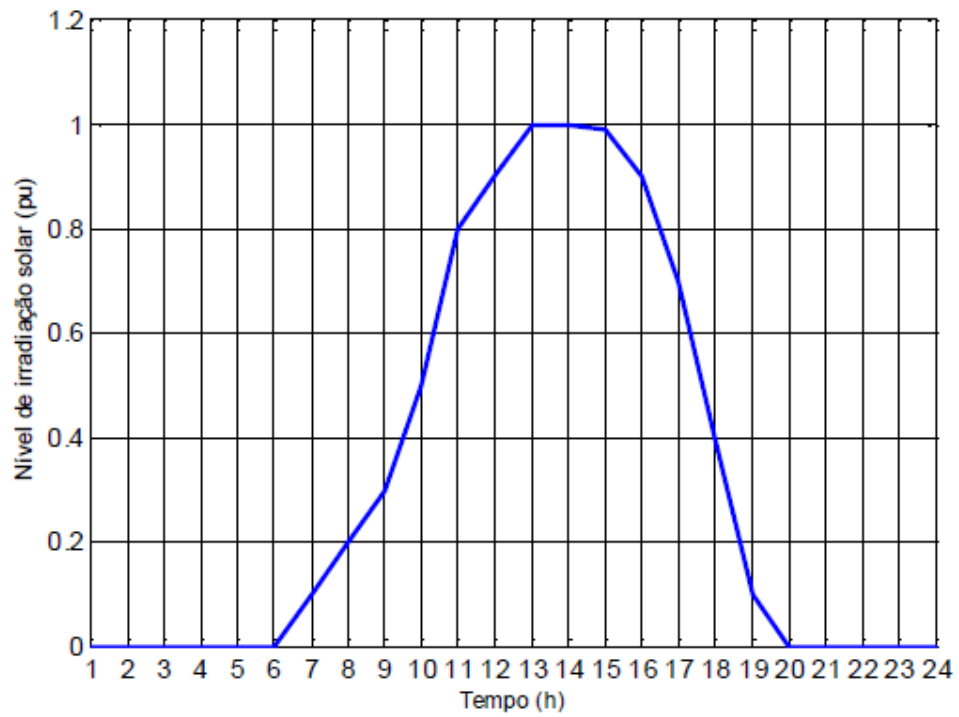


Figura 27 - Curva diária de Irradiação solar (p.u.).

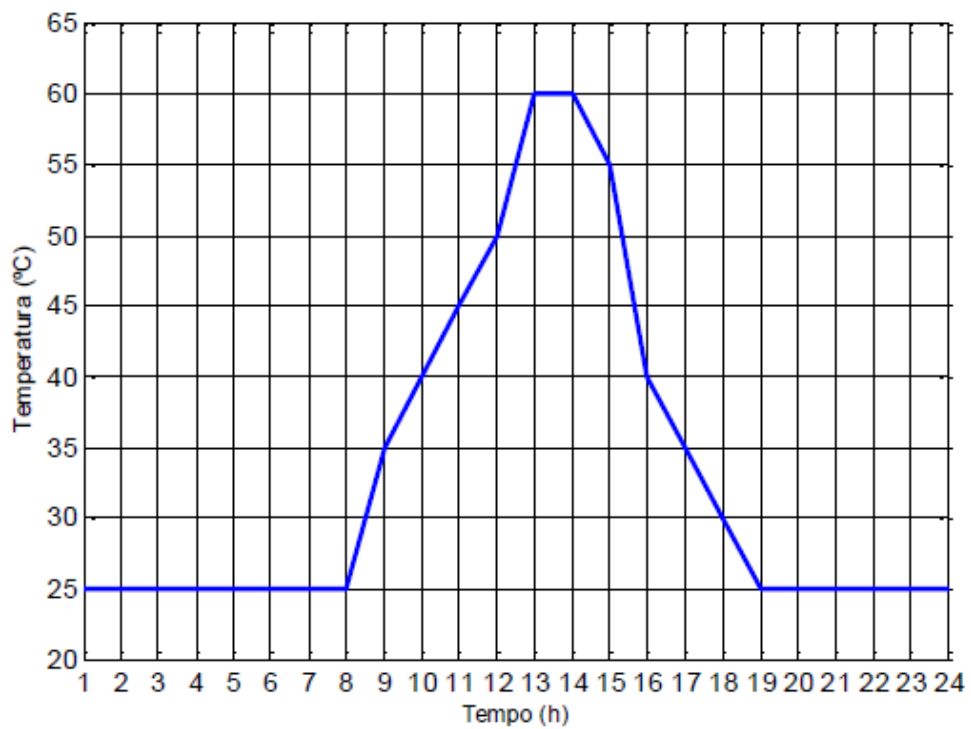


Figura 28 - Curva diária de temperatura do painel (°C).

APÊNDICE II: Código Master das simulações para o Cenário 0 no *OpenDSS*

---

**! Criação da seção do arquivo master**

**Clear**

**Redirect 'CircuitoMT\_5160\_TG01\_-TMBSR1PVT--.dss'**

**Redirect 'CodCondutor\_5160\_TG01\_-TMBSR1PVT--.dss'**

**Redirect 'CurvacargaMT\_5160\_TG01\_-TMBSR1PVT--.dss'**

**Redirect 'CurvacargaBT\_5160\_TG01\_-TMBSR1PVT--.dss'**

**Redirect 'ChavesMT\_5160\_TG01\_-TMBSR1PVT--.dss'**

**Redirect 'SegmentosMT\_5160\_TG01\_-TMBSR1PVT--.dss'**

**Redirect 'ReguladorMT\_5160\_TG01\_-TMBSR1PVT--.dss'**

**Redirect 'TransformadorMTMTMTBT\_5160\_TG01\_-TMBSR1PVT--.dss'**

**Redirect 'SegmentosBT\_5160\_TG01\_-TMBSR1PVT--.dss'**

**Redirect 'RamaisBT\_5160\_TG01\_-TMBSR1PVT--.dss'**

**Redirect 'Medidores\_5160\_TG01\_-TMBSR1PVT--.dss'**

**Redirect 'CargasMT\_DU05\_5160\_TG01\_-TMBSR1PVT--.dss'**

**Redirect 'CargasBT\_DU05\_5160\_TG01\_-TMBSR1PVT--.dss'**

**Redirect 'Tensoesbase\_5160\_TG01\_-TMBSR1PVT--.dss'**

**!Monitores Alimentador - Armazenadores - Barra com menor nível de Tensão**

**New monitor.ALIMENTADOR0 element=Line.CMT\_DI1701 terminal=1 mode=1  
ppolar=no**

**!Monitor Trafo "Transformer.TRF\_TR1055\_30TA" - Barra com menor nível de Tensão**

**New monitor.BarraFinal0 element=LINE.SMT\_65069978 terminal=1 mode=32**

**Set maxiterations=2000**

**Set mode = daily**

**Set hour=0**

**Set number=96**

**Set tolerance = 0.0001**

**Set maxcontroliter = 1000**

**!Set algorithm = newton**

**!Solve mode = direct**

**Solve**

**Export meters**

**!Show Eventlog**

**!Export monitor ALIMENTADOR0**

**!Export monitor BarraFinal0**

**!Export summary**

**!plot profile phases=primary**

### APÊNDICE III: Códigos Master das simulações para o Cenário 1 no *OpenDSS*

---

Este código representa o Cenário 1 com armazenadores de energia no início do alimentador, porém para as demais configurações de alocação apenas troca-se onde há início por meio, final ou dist.

#### **! Criação da seção do arquivo master**

**Clear**

```

Redirect 'CircuitoMT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'CodCondutor_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'CurvacargaMT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'CurvacargaBT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'ChavesMT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'SegmentosMT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'ReguladorMT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'TransformadorMTMTMTBT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'SegmentosBT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'RamaisBT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'Medidores_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'CargasMT_DU05_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'CargasBT_DU05_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'Tensoesbase_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'

```

#### **!Curvas de Carga Armazenadores**

```

New Loadshape.Pack1 24 1.0 mult=(-0.1 -0.35 -0.43 -0.45 -0.04 -0.01 -1.00 -0.80 -
0.29 -0.30 -0.01 -0.09 -0.15 -0.23 -0.24 -0.15 -0.2 0.1 1.00 1.00 1.00 1.00 0.47 0.00)

```

#### **!PACK 1 - normalizar o dia**

**!Armazenadores de Energia Pack 1**

```

Redirect 'Armazenadores_Pack1_inicio.dss'

```

#### **!Controlador Pack 1**

```

New "StorageController.ControladorA" element=line.CMT_DI1701
~ elementlist=[Pack1_01, Pack1_02, Pack1_03, Pack1_04, Pack1_05, Pack1_06,
Pack1_07, Pack1_08, Pack1_09, Pack1_10, Pack1_11, Pack1_12, Pack1_13,
Pack1_14, Pack1_15, Pack1_16, Pack1_17, Pack1_18, Pack1_19, Pack1_20,
Pack1_21, Pack1_22, Pack1_23, Pack1_24, Pack1_25, Pack1_26, Pack1_27,
Pack1_28, Pack1_29, Pack1_30, Pack1_31, Pack1_32, Pack1_33, Pack1_34,
Pack1_35, Pack1_36, Pack1_37, Pack1_38, Pack1_39, Pack1_40, Pack1_41,
Pack1_42, Pack1_43, Pack1_44, Pack1_45, Pack1_46, Pack1_47, Pack1_48,
Pack1_49, Pack1_50]
~ kWtarget=4970 modecharge=loadshape modedischage=loadshape
%Reserve=20 kWhTotal=7600 kWTotal=1250 Daily=Pack1 inhibitTime=0
eventlog=y

```

#### **!PACK 2 - pico**

**!Armazenadores de Energia Pack 2**  
**Redirect 'Armazenadores\_Pack2\_inicio.dss'**

**!Controlador Pack 2**

**New "StorageController.ControladorB" element=line.CMT\_DI1701**  
**~ elementlist=[Pack2\_01, Pack2\_02, Pack2\_03, Pack2\_04, Pack2\_05, Pack2\_06,**  
**Pack2\_07, Pack2\_08, Pack2\_09, Pack2\_10, Pack2\_11, Pack2\_12, Pack2\_13,**  
**Pack2\_14, Pack2\_15, Pack2\_16, Pack2\_17, Pack2\_18, Pack2\_19, Pack2\_20,**  
**Pack2\_21, Pack2\_22, Pack2\_23, Pack2\_24, Pack2\_25, Pack2\_26, Pack2\_27,**  
**Pack2\_28, Pack2\_29, Pack2\_30, Pack2\_31, Pack2\_32, Pack2\_33, Pack2\_34,**  
**Pack2\_35, Pack2\_36, Pack2\_37, Pack2\_38, Pack2\_39, Pack2\_40, Pack2\_41,**  
**Pack2\_42, Pack2\_43, Pack2\_44, Pack2\_45, Pack2\_46, Pack2\_47, Pack2\_48,**  
**Pack2\_49, Pack2\_50]**  
**~ kWtarget=5050 modecharge=time modedischage=peakshave**  
**timecharge=5 %RateCharge=41 %Reserve=20 kWhTotal=4850**  
**kWTotal=1250 inhibitTime=0 eventlog=y**

**!Monitores Alimentador - Armazenadores - Barra com menor nível de Tensão**  
**New monitor.ALIMENTADOR1\_1 element=Line.CMT\_DI1701 terminal=1 mode=1**  
**ppolar=no**  
**New monitor.Pack11\_1 element=Storage.Pack1\_01 terminal=1 mode=3**  
**New monitor.Pack21\_1 element=Storage.Pack2\_01 terminal=1 mode=3**

**!Monitor Trafo "Transformer.TRF\_TR1055\_30TA" - Barra com menor nível de Tensão**  
**New monitor.BarraFinal1\_1 element=LINE.SMT\_65069978 terminal=1 mode=32**

**Set maxiterations=2000**  
**Set mode = daily**  
**Set hour=0**  
**Set number=96**  
**Set tolerance = 0.0001**  
**Set maxcontroliter = 1000**  
**!Set algorithm = newton**  
**!Solve mode = direct**  
**Solve**  
**Export meters**

**!Show Eventlog**  
**!Export monitor ALIMENTADOR1\_1**  
**!Export monitor BarraFinal1\_1**  
**!Export summary**

**!plot profile phases=primary**

## APÊNDICE IV: Códigos Master das simulações para o Cenário 2 no *OpenDSS*

---

Este código representa o Cenário 2 com armazenadores de energia no início do alimentador, porém para as demais configurações de alocação apenas troca-se onde há início por meio, final ou dist.

### ! Criação da seção do arquivo master

Clear

```
Redirect 'CircuitoMT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'CodCondutor_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'CurvacargaMT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'CurvacargaBT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'ChavesMT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'SegmentosMT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'ReguladorMT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'TransformadorMTMTMTBT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'SegmentosBT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'RamaisBT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'Medidores_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'CargasMT_DU05_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'CargasBT_DU05_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'Tensoesbase_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
```

### !Curvas de Carga Armazenadores

```
New Loadshape.Pack1 24 1.0 mult=(-0.1 -0.35 -0.43 -0.45 -0.04 -0.01 -1.00 -0.80 -
0.29 -0.30 -0.01 -0.09 -0.15 -0.23 -0.24 -0.15 -0.2 0.1 1.00 1.00 1.00 1.00 0.47 0.00)
New Loadshape.Q1 24 1.0 mult=(-0.0004 -0.1202 -0.1553 -0.1713 -0.1928 -0.2189
-0.7200 -0.6235 -0.3920 -0.3855 -0.2330 -0.0659 -0.0957 -0.1239 -0.1200 -0.0668 -
0.1096 0.0434 0.8610 0.9763 0.7539 0.5423 0.4080 0.2098)
```

### !PACK 1 - normalizar o dia

!Armazenadores de Energia Pack 1

```
Redirect 'Armazenadores_Pack1_inicio.dss'
```

### !Controlador Pack 1

```
New "StorageController.ControladorA" element=line.CMT_DI1701
```

```
~ elementlist=[Pack1_01, Pack1_02, Pack1_03, Pack1_04, Pack1_05, Pack1_06,
Pack1_07, Pack1_08, Pack1_09, Pack1_10, Pack1_11, Pack1_12, Pack1_13,
Pack1_14, Pack1_15, Pack1_16, Pack1_17, Pack1_18, Pack1_19, Pack1_20,
Pack1_21, Pack1_22, Pack1_23, Pack1_24, Pack1_25, Pack1_26, Pack1_27,
Pack1_28, Pack1_29, Pack1_30, Pack1_31, Pack1_32, Pack1_33, Pack1_34,
Pack1_35, Pack1_36, Pack1_37, Pack1_38, Pack1_39, Pack1_40, Pack1_41,
Pack1_42, Pack1_43, Pack1_44, Pack1_45, Pack1_46, Pack1_47, Pack1_48,
Pack1_49, Pack1_50]
```

~ kWtarget=4960 modecharge=loadshape modedischage=loadshape  
 %Reserve=20 kWhTotal=7600 kWTotal=1250 Daily=Pack1 inhibitTime=0  
 eventlog=y

**!PACK 2 - pico**  
**!Armazenadores de Energia Pack 2**  
 Redirect 'Armazenadores\_Pack2\_inicio.dss'

**!Controlador Pack 2**  
 New "StorageController.ControladorB" element=line.CMT\_DI1701  
 ~ elementlist=[Pack2\_01, Pack2\_02, Pack2\_03, Pack2\_04, Pack2\_05, Pack2\_06,  
 Pack2\_07, Pack2\_08, Pack2\_09, Pack2\_10, Pack2\_11, Pack2\_12, Pack2\_13,  
 Pack2\_14, Pack2\_15, Pack2\_16, Pack2\_17, Pack2\_18, Pack2\_19, Pack2\_20,  
 Pack2\_21, Pack2\_22, Pack2\_23, Pack2\_24, Pack2\_25, Pack2\_26, Pack2\_27,  
 Pack2\_28, Pack2\_29, Pack2\_30, Pack2\_31, Pack2\_32, Pack2\_33, Pack2\_34,  
 Pack2\_35, Pack2\_36, Pack2\_37, Pack2\_38, Pack2\_39, Pack2\_40, Pack2\_41,  
 Pack2\_42, Pack2\_43, Pack2\_44, Pack2\_45, Pack2\_46, Pack2\_47, Pack2\_48,  
 Pack2\_49, Pack2\_50]  
 ~ kWtarget=5050 modecharge=time modedischage=peakshave  
 timecharge=5 %RateCharge=41 %Reserve=20 kWhTotal=4850  
 kWTotal=1250 inhibitTime=0 eventlog=y

**!Pacotes de Reativo 1**  
**!Armazenadores de Energia Q1**  
 New Storage.Q1 phases=3 bus1="M5835988-TG01-C.1.2.3" kV=13.8 PF=0.001  
 kVA=1370 conn=delta kWhrated=7250 %reserve=20 %EffCharge=94  
 ~ %EffDischage=94 %IdlingkW=0.417 vminpu=0.92 vmaxpu=1.05  
 dispmode=external

**!Controlador Q1**  
 New "StorageController.ControladorQ1" element=line.CMT\_DI1701  
 elementlist=Q1 modecharge=loadshape modedischage=loadshape  
 VarDispatch=yes  
 ~ %Reserve=20 kWhTotal=7250 kWTotal=1370 Daily=Q1 inhibitTime=0  
 eventlog=y

**!Monitores Alimentador - Armazenadores - Barra com menor nível de Tensão**  
 New monitor.ALIMENTADOR2\_1 element=Line.CMT\_DI1701 terminal=1 mode=1  
 ppolar=no  
 New monitor.Pack12\_1 element=Storage.Pack1\_01 terminal=1 mode=3  
 New monitor.Pack22\_1 element=Storage.Pack2\_01 terminal=1 mode=3  
 New monitor.Q12\_1 element=Storage.Q1 terminal=1 mode=1 ppolar=no

**!Monitor Trafo "Transformer.TRF\_TR1055\_30TA" - Barra com menor nível de Tensão**  
 New monitor.BarraFinal2\_1 element=LINE.SMT\_65069978 terminal=1 mode=32

Set maxiterations=2000  
 Set mode = daily



**Set hour=0**  
**Set number=96**  
**Set tolerance = 0.0001**  
**Set maxcontroliter = 1000**  
**!Set algorithm = newton**  
**!Solve mode = direct**  
**Solve**  
**Export meters**

**!Show Eventlog**  
**!Export monitor ALIMENTADOR2\_1**  
**!Export monitor BarraFinal2\_1**  
**!Export summary**

**!plot profile phases=primary**

## APÊNDICE V: Códigos Master das simulações para o Cenário 3 no *OpenDSS*

---

Este código representa o Cenário 3 com armazenadores de energia no início do alimentador, porém para as demais configurações de alocação apenas troca-se onde há início por meio, final ou dist.

### **! Criação da seção do arquivo master**

**Clear**

```

Redirect 'CircuitoMT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'CodCondutor_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'CurvacargaMT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'CurvacargaBT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'ChavesMT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'SegmentosMT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'ReguladorMT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'TransformadorMTMTMTBT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'SegmentosBT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'RamaisBT_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'Medidores_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'CargasMT_DU05_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'CargasBT_DU05_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'
Redirect 'Tensoesbase_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss'

```

### **!Curvas de Carga Armazenadores**

```

New Loadshape.Pack1 24 1.0 mult=(-0.1 -0.35 -0.43 -0.45 -0.04 -0.01 -1.00 -0.80 -
0.29 -0.30 -0.01 -0.09 -0.15 -0.23 -0.24 -0.15 -0.2 0.1 1.00 1.00 1.00 1.00 0.47 0.00)
New Loadshape.Q2 24 1.0 mult=(0.1514 0.0431 0.0114 -0.0030 -0.0224 -0.0460 -
0.4986 -0.4115 -0.2024 -0.2018 -0.1020 0.0057 -0.0546 -0.1044 -0.1209 -0.0857 -
0.1137 0.0487 0.8258 0.9770 0.8251 0.6415 0.5203 0.3413)

```

### **!PACK 1 - normalizar o dia**

**!Armazenadores de Energia Pack 1**

```
Redirect 'Armazenadores_Pack1_inicio.dss'
```

### **!Controlador Pack 1**

**New "StorageController.ControladorA" element=line.CMT\_DI1701**

```

~ elementlist=[Pack1_01, Pack1_02, Pack1_03, Pack1_04, Pack1_05, Pack1_06,
Pack1_07, Pack1_08, Pack1_09, Pack1_10, Pack1_11, Pack1_12, Pack1_13,
Pack1_14, Pack1_15, Pack1_16, Pack1_17, Pack1_18, Pack1_19, Pack1_20,
Pack1_21, Pack1_22, Pack1_23, Pack1_24, Pack1_25, Pack1_26, Pack1_27,
Pack1_28, Pack1_29, Pack1_30, Pack1_31, Pack1_32, Pack1_33, Pack1_34,
Pack1_35, Pack1_36, Pack1_37, Pack1_38, Pack1_39, Pack1_40, Pack1_41,
Pack1_42, Pack1_43, Pack1_44, Pack1_45, Pack1_46, Pack1_47, Pack1_48,
Pack1_49, Pack1_50]

```

~ kWtarget=4960 modecharge=loadshape modedischage=loadshape  
 %Reserve=20 kWhTotal=7600 kWTotal=1250 Daily=Pack1 inhibitTime=0  
 eventlog=y

**!PACK 2 - pico**

**!Armazenadores de Energia Pack 2**

**Redirect 'Armazenadores\_Pack2\_inicio.dss'**

**!Controlador Pack 2**

**New "StorageController.ControladorB" element=line.CMT\_DI1701**

**~ elementlist=[Pack2\_01, Pack2\_02, Pack2\_03, Pack2\_04, Pack2\_05, Pack2\_06, Pack2\_07, Pack2\_08, Pack2\_09, Pack2\_10, Pack2\_11, Pack2\_12, Pack2\_13, Pack2\_14, Pack2\_15, Pack2\_16, Pack2\_17, Pack2\_18, Pack2\_19, Pack2\_20, Pack2\_21, Pack2\_22, Pack2\_23, Pack2\_24, Pack2\_25, Pack2\_26, Pack2\_27, Pack2\_28, Pack2\_29, Pack2\_30, Pack2\_31, Pack2\_32, Pack2\_33, Pack2\_34, Pack2\_35, Pack2\_36, Pack2\_37, Pack2\_38, Pack2\_39, Pack2\_40, Pack2\_41, Pack2\_42, Pack2\_43, Pack2\_44, Pack2\_45, Pack2\_46, Pack2\_47, Pack2\_48, Pack2\_49, Pack2\_50]**

**~ kWtarget=5050 modecharge=time modedischage=peakshave**

**timecharge=5 %RateCharge=41 %Reserve=20 kWhTotal=4850**

**kWTotal=1250 inhibitTime=0 eventlog=y**

**!Pacotes de Reativo 2**

**!Armazenadores de Energia Q2**

**New Storage.Q2 phases=3 bus1="M5835988-TG01-C.1.2.3" kV=13.8 PF=0.001**

**kVA=1515 conn=delta kWhrated=11000 %reserve=20 %EffCharge=94**

**~ %EffDischarge=94 %IdlingkW=0.417 vminpu=0.92 vmaxpu=1.05**

**dispmode=external**

**!Controlador Q2**

**New "StorageController.ControladorQ2" element=line.CMT\_DI1701**

**elementlist=Q2 modecharge=loadshape modedischage=loadshape**

**VarDispatch=yes**

**~ %Reserve=20 kWhTotal=11000 kWTotal=1515 Daily=Q2 inhibitTime=0**

**eventlog=y**

**!Inserção do Gerador Fotovoltaico**

**!Dados do Módulo PV (arranjo de vários painéis): Potência = 1000kWp a uma irradiância de 1kW/m<sup>2</sup> e a uma temperatura de 25°C. Potência do inversor = 1000KVA. FP=1**

**!Inserção da curva PxT (Potência pico x Temperatura no painel)**

**New "XYCurve.CurvaPxT" npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]**

**!Inserção da curva de eficiência (Eficiência (em pu/%) x Potência (em pu/%)**

**New "XYCurve.CurvaExP" npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[0.86 0.9 0.93 0.97]**

**!Curva de irradiação (em pu/% da irradiância de 1 kw/m<sup>2</sup>)**

**New "Loadshape.Irrad" npts=24 interval=1 mult=[0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.03 0.25 0.51 0.74 0.89 0.99 1.00 0.92 0.77 0.55 0.30 0.04 0.00 0.00 0.00]**

**!Curva da temperatura no painel**

**New "Tshape.Temp" npts=24 interval=1 temp=[25 25 25 25 25 25 25 25 25 35 40 45 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25]**

**!Declaração do Módulo Fotovoltaico**

**New PVSystem.PV phases=3 bus1=M5835988-TG01-C.1.2.3 kV=13.8 kVA=1000 Pmpp=1.068 irrad=1 %Cutin=0 %Cutout=0 temperature=25 conn=delta PF=0.001 effcurve=CurvaExp P-TCurve=CurvaPxT Daily=Irrad TDaily=Temp**

**!Monitores Alimentador - Armazenadores - Barra com menor nível de Tensão**

**New monitor.ALIMENTADOR3\_1 element=Line.CMT\_DI1701 terminal=1 mode=1 ppolar=no**

**New monitor.Pack13\_1 element=Storage.Pack1\_01 terminal=1 mode=3**

**New monitor.Pack23\_1 element=Storage.Pack2\_01 terminal=1 mode=3**

**New monitor.Q23\_1 element=Storage.Q2 terminal=1 mode=1 ppolar=no**

**!Monitor Trafo "Transformer.TRF\_TR1055\_30TA" - Barra com menor nível de Tensão**

**New monitor.BarraFinal3\_1 element=LINE.SMT\_65069978 terminal=1 mode=32**

**Set maxiterations=2000**

**Set mode = daily**

**Set hour=0**

**Set number=96**

**Set tolerance = 0.0001**

**Set maxcontroliter = 1000**

**!Set algorithm = newton**

**!Solve mode = direct**

**Solve**

**Export meters**

**!Show Eventlog**

**!Export monitor ALIMENTADOR3\_1**

**!Export monitor BarraFinal3\_1**

**!Export summary**

**!plot profile phases=primary**