



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

**ANÁLISE DE DESEMPENHO DA REDE ELÉTRICA DE  
DISTRIBUIÇÃO A PARTIR DA INSERÇÃO DE  
ARMAZENADORES DE ENERGIA**

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

**Brasília, DF  
2016**



**CAIO VINÍCIUS AGUIAR DE ANDRADE**

**ANÁLISE DA INSERÇÃO DE ARMAZENADORES DE ENERGIA NA REDE  
ELÉTRICA DE DISTRIBUIÇÃO**

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  
2016**

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

Andrade, Caio Vinícius Aguiar.

Análise da Inserção de Armazenadores de Energia na Rede Elétrica de Distribuição / 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. Sistema Elétrico de Potência. 2. Armazenadores de Energia.  
3. Redes Elétricas de Distribuição. 4. *OpenDSS*. I. Angarita,  
Jorge Andrés Cormane. II. Análise da Inserção de  
Armazenadores de Energia na Rede Elétrica de Distribuição.

CDU Classificação



## **ANÁLISE DA INSERÇÃO DE ARMAZENADORES DE ENERGIA NA REDE ELÉTRICA DE DISTRIBUIÇÃO**

**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/ FGA**  
Membro Convidado

---

**Prof. (Doutor): Daniel Vieira, ANEEL**  
Membro Convidado

Brasília, DF  
2016

## RESUMO

A modernização e ampliação do sistema elétrico brasileiro conduz a um elevado nível de complexidade em sua operação, com novos elementos, cenários e paradigmas, como a integração de fontes renováveis de energia. Estes recentes cenários projetam distintas vertentes de trabalho e necessidade de soluções inovadoras. Neste sentido, os armazenadores de energia surgem como alternativa tecnológica que, aliado ao acréscimo de inteligência às redes elétricas, permitindo um controle e operação avançados a fim de elevar a performance da rede e proporcionar novas condições de operação. Os sistemas armazenadores de energia possuem, desta forma, destaque, por garantir variada aplicabilidade, sendo capazes de assegurar suprimento energético desde poucos segundos a várias horas, assim como potências de múltiplas ordens de grandeza. Essa característica permite seu uso em todos os setores do sistema elétrico de potência, sendo objeto de estudo deste trabalho as redes elétricas de distribuição, com auxílio do software de simulação *OpenDSS*. Para tal, o armazenamento de energia é modelado e simulado com a intenção de estudar e avaliar as principais formas de operação destes sistemas, e o gerenciamento de energia pelo lado da demanda, a fim de tornar constante a curva de carga em um alimentador real de distribuição, avaliando a taxa de penetração necessária para tal e as condições de performance da rede, garantindo assim, confiabilidade, segurança e disponibilidade do suprimento energético. Contudo, além das condições técnicas e operacionais ao sistema, as tecnologias de armazenamento de energia destacam-se no quesito econômico quanto à capacidade de postergar maiores investimentos no sistema elétrico de potência e fomentar inovações nos modelos de comercialização de energia elétrica.

**Palavras-chave:** Sistema Elétrico de Potência, Armazenadores de Energia, Redes Elétricas de Distribuição, Redes Inteligentes, *OpenDSS*.

## ABSTRACT

The Brazilian electrical system goes through a phase of transformation and modernization, especially with regard to renewable energy sources. These recent scenarios increase different strands of work and need for innovation. Energy storage appear as an alternative technological solution to the problematic situations generated by the new scenarios of the electric system. Through their varied applicability, they are capable of guarantee supply from a few seconds to several hours, as well as powers of multiple orders of magnitude. This characteristic of the energy storage systems allows its use in all sectors of the power system, being the object of study of this work the distribution electrical grids, with the aid of OpenDSS software. For this purpose, energy storage is modeled and simulated for demand management, in order to relieve the grid in moments of congestion of the same as the peak time, also acting as a support to compensate the intermittence of renewable energy sources, In particular of the distributed generation, thus guaranteeing reliability, security and availability of the energy supply. However, in addition to ensuring technical and operational conditions for the system, energy storage technologies and systems stand out in the economic aspect regard the capacity to delay further investments in the EPS and foster innovations in electric energy trading models.

**Keywords:** Electrical Power System, Power Storage, Distribution Electrical Grids, OpenDSS.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Diagrama unifilar do sistema elétrico de potência. Fonte:[3]	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Figura 2 - Curvas de Demandas Reais classificadas por natureza de operação, considerando separadamente domingos, dias úteis e sábados.	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Figura 3 - Curva de demanda residencial e geração fotovoltaica em um ciclo diário. Fonte: [11]	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Figura 4 - Sistema de distribuição sem GD à esquerda e com GD à direita. Fonte: [11]	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Figura 5 - Esquemático de um sistema de armazenamento de energia com baterias. Fonte:[16]	16
Figura 6 - Região de potência específica pela densidade de energia de 4 das principais tecnologias disponíveis. Fonte: [17]	17
Figura 7 - Posicionamento das tecnologias de armazenamento de energia em relação a sua potência e tempo de descarga. Fonte: [16]	18
Figura 8 - Capacidade instalada em armazenamento de energia para eletricidade conectadas à rede até 2014. Fonte: [19]	20
Figura 9 - Diagrama da tecnologia de bombeamento de água da Raccoon Mountain Pumped-Storage Plant da TVA's (Tennessee Valley Authority's). Fonte: [16]	21
Figura 10 - Esquemático de um sistema de ar comprimido com reservatório subterrâneo em cavidade de sal. Fonte: [16]	22
Figura 11 - Ilustração de uma bobina supercondutora e sistema de resfriamento. Fonte: [21]	24
Figura 12 - Diagrama esquemático de um <i>Flywheel</i> . Fonte: [24]	26
Figura 13 - Modelo elétrico de <i>Thévenin</i> da bateria.	31
Figura 14 - Modelo genérico do armazenador de energia no <i>OpenDSS</i> com os principais parâmetros de projeto.	32

Figura 15 - Diagrama de simulações do sistema. ....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Figura 16 - Diagrama unifilar do sistema utilizado para as simulações preliminares. .....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Figura 17 - Curvas de demanda (potência aparente) por fase da carga 1 (esquerda superior), carga 2 (direita superior) e do sistema global (inferior).	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Figura 18 - Perfil de tensão nas barras do sistema. ....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Figura 19 - Curva de Geração do PV em comparação as Curvas de Demanda das cargas em sistemas trifásicos. ....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Figura 20 - Redução da demanda trifásica da subestação com a geração distribuída. .....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Figura 21 - Perfil de tensão nas barras do sistema com GD.	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Figura 22 – Comportamento do armazenador de energia no sistema e seus intervalos de carga e descarga.....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Figura 23 – Comparação da carga para a rede nos três casos, a rede pura, com GD e com GD e armazenador. ....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Figura 24 – Variação do fator de potência com inserção da geração distribuída e do armazenador de energia. ....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Figura 25 - Curva diária da potência (p.u.) em função da temperatura do painel (°C). .....	50
Figura 26 - Curva diária de Irradiação solar (p.u.).....	51
Figura 27 - Curva diária de temperatura do painel (°C).....	51



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Marcos importantes dos armazenadores de energia entre os séculos XVIII e XIX. [16].....	15
Tabela 2 - Parâmetros técnicos operacionais das baterias mais utilizadas [7]. .....	28
Tabela 3 - Analogia entre sistemas mecânicos e elétricos. [25] <b>Erro! Indicador não definido.</b>	
Tabela 4 - Energia e Potência do sistema básico em um ciclo diário de operação. ....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Tabela 5 - Energia e Potência do sistema em um ciclo diário de operação com o sistema fotovoltaico. ....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Tabela 6 - Energia e Potência do sistema em um ciclo diário de operação com armazenadores de energia.....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Tabela 7 - Parâmetros da subestação. ....	49
Tabela 8 - Parâmetros do condutor.....	49
Tabela 9 - Parâmetros das linhas.....	49
Tabela 10 - Parâmetros das cargas. ....	49
Tabela 11 - Parâmetros do conjunto módulos e inversores fotovoltaicos. ....	50
Tabela 12 - Parâmetros do sistema de armazenamento de energia.....	52

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CAES	<i>Compressed Air Energy Storage</i>
CC	Corrente Contínua
DIT	Demais Instalações de Transmissão
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
ET	Estação Transformadora
EUA	Estados Unidos da América
FACTS	<i>Flexible Alternating Current Transmission System</i>
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>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PV	<i>Photovoltaic</i>
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMES	<i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i>
ZnBr	Brometo de Zinco

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>11</b>
1.1. Objetivos .....	12
1.1.1. Objetivo Geral.....	12
1.1.2. Objetivos Específicos .....	13
<b>2. REFERENCIAL TEÓRICO.....</b>	<b>14</b>
2.1. OS ARMAZENADORES DE ENERGIA .....	15
2.1.1. Usina Reversível (PHES) .....	19
2.1.2. Sistemas de Ar Comprimido (CAES).....	21
2.1.3. Supercapacitores.....	22
2.1.4. Supercondutores Magnéticos (SMES).....	23
2.1.5. Volantes de Inércia (Flywheels).....	25
2.1.6. Baterias Eletroquímicas .....	26
2.1.7. Outras Tecnologias de Armazenamento .....	28
<b>3. METODOLOGIA .....</b>	<b>30</b>
3.1. MODELAGEM DOS ARMAZENADORES DE ENERGIA.....	30
3.2. METODOLOGIA DE SIMULAÇÕES .....	37
<b>4. SIMULAÇÕES PRELIMINARES.....</b>	<b>42</b>
4.1.1. Caso 1: Rede de Distribuição sem GD e Armazenadores de Energia <b>Erro! Indicador não definido.</b>	
4.1.2. Caso 2: Rede de distribuição com GD..... <b>Erro! Indicador não definido.</b>	
4.1.3. Caso 3: Rede de Distribuição com GD e Armazenadores de Energia <b>Erro! Indicador não definido.</b>	
<b>5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>44</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>47</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, tornando cada vez mais complexa a operação dos sistemas elétricos de potência.

Mediante esta complexidade, novos paradigmas no setor têm surgido com o desígnio de garantir o melhor aproveitamento da energia elétrica e segurança em seu fornecimento. Como exemplo, pode ser citado o advento das fontes renováveis de energia, as redes elétricas inteligentes e, mais recentemente, os armazenadores de energia. Sendo estas, algumas das 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 de demanda (Time-Shift);
- 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 nos desafios citados anteriormente, 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 energético e universidades, conferindo à temática de armazenadores de energia destaque no intuito de alcançar desenvolvimentos e aplicações das diversas tecnologias armazenadoras de energia no setor 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 estudo 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*. 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 forem usadas diferentes taxas de penetração.

### **1.1.2. Objetivos Específicos**

- Estudar o modelo de unidade armazenadora implementado no software *OpenDSS*;
- Avaliar potência e fator de potência no alimentador, bem como os níveis de tensão ao final da rede primária e as perdas da rede elétrica 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.[12]

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 [12] [13].

Neste intuito, surgem os elementos armazenadores de energia, como solução 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.

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. [14]

## 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.[13]

Tabela 1 - Marcos importantes dos armazenadores de energia entre os séculos XVIII e XIX. [13]

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 [13].



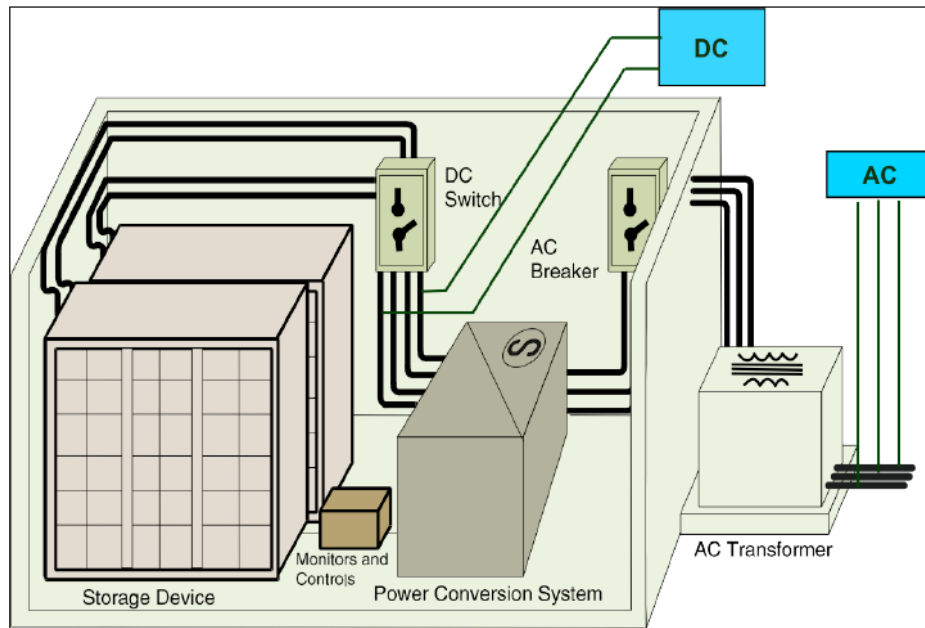


Figura 1 - Esquemático de um sistema de armazenamento de energia com baterias. Fonte:[13]

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).

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.[14]

Desta forma, fica-se facultado a cada aplicação no sistema elétrico determinadas tecnologias de armazenamento de energia, 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 [15], por tempo de descarga e aplicação.

Define-se, portanto, a tecnologia aplicada em cada projeto através dos requisitos ou necessidades previamente estabelecidas. No momento atual, as tecnologias mais viáveis disponíveis para a implantação na rede elétrica, definidas por nível amadurecimento conforme [16] e [13], 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.

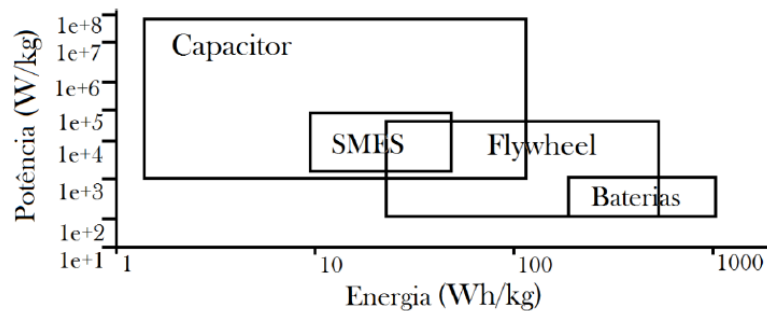


Figura 2 - Região de potência específica pela densidade de energia de 4 das principais tecnologias disponíveis. Fonte: [14]

Percebe-se através da Figura 2, 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.

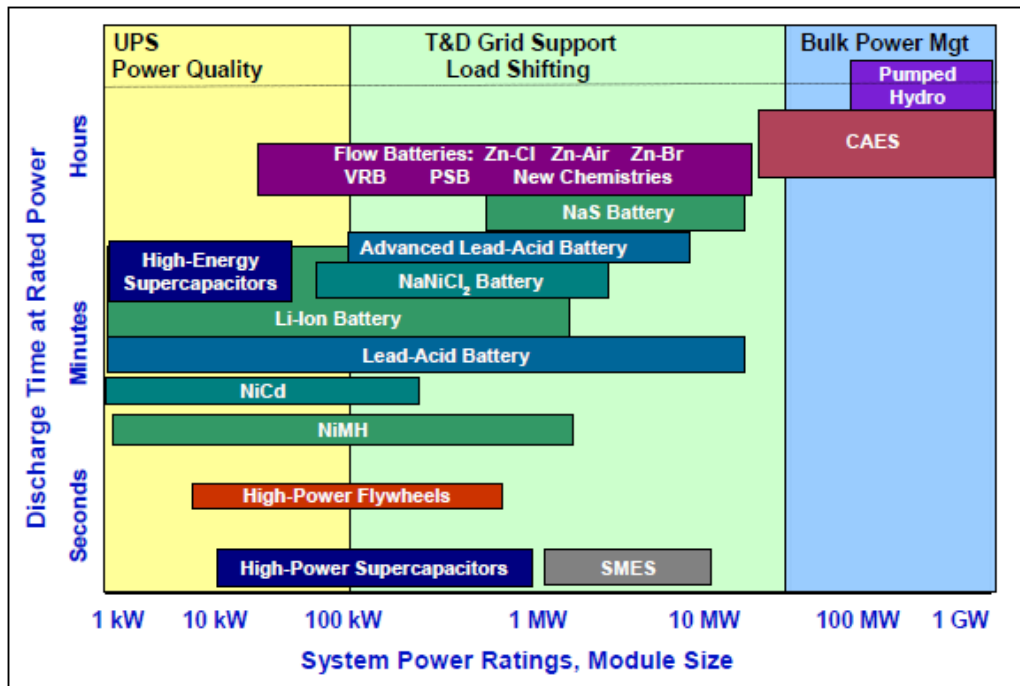


Figura 3 - Posicionamento das tecnologias de armazenamento de energia em relação a sua potência e tempo de descarga. Fonte: [13]

A Figura 3 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. [4] 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 à vários minutos. [4] 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 [4] e, portanto, as principais tecnologias de armazenamento a serem aplicadas são:

- Baterias de grande potência;
- Usina reversível;
- Sistemas de ar comprimido (CAES).

### **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 [13], 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.

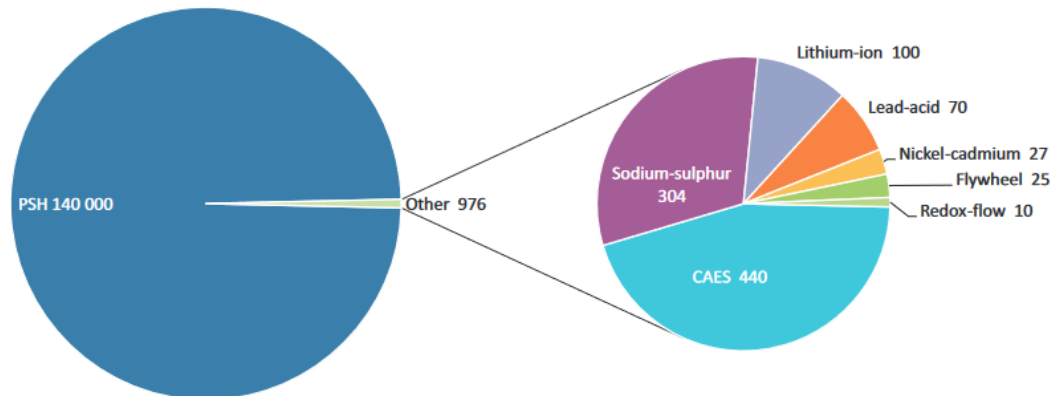


Figura 4 - Capacidade instalada em armazenamento de energia para eletricidade conectadas à rede até 2014. Fonte: [16]

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. [12]

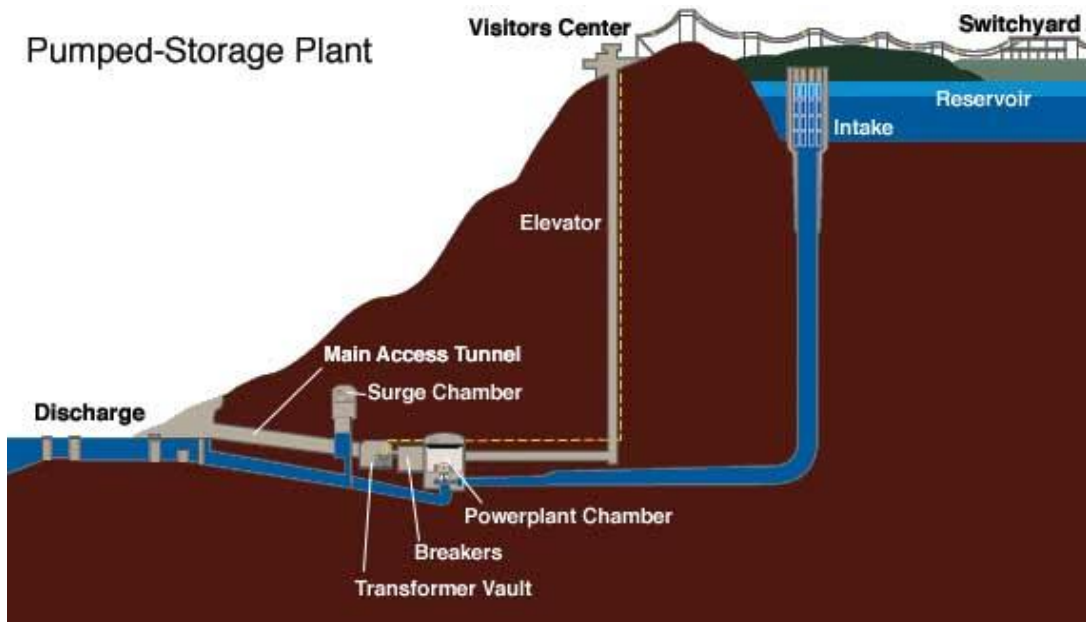


Figura 5 - Diagrama da tecnologia de usina reversível da Raccoon Mountain Pumped-Storage Plant da TVA's (Tennessee Valley Authority's). Fonte: [13]

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 Comprimado (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.[13]

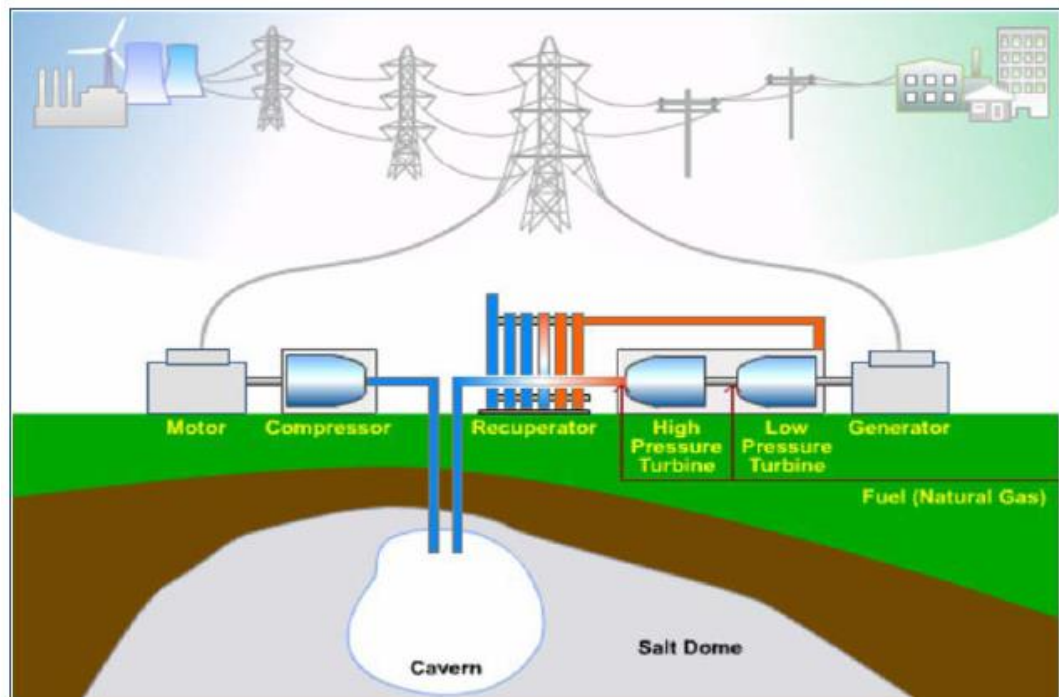


Figura 6 - Esquemático de um sistema de ar comprimido com reservatório subterrâneo em cavidade de sal. Fonte: [13]

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%. [13] Além destas, outras vantagens do CAES está em sua baixa descarga própria, podendo armazenar energia por períodos superiores à um ano, e pouco tempo necessário para entrar em funcionamento nominal quando exigido, entre 7 e 15 minutos. [12]

### 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. [12]

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. [17]

Os supercapacitores também necessitam, assim como as baterias, de um sistema de conversão de energia, como apresentado na Figura 1.

#### **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. [14]

As unidades de *SMES* são constituídas por uma grande bobina supercondutora mantida a uma temperatura criogênica  $T_c$  (aproximadamente  $-270\text{ }^\circ\text{C}$ ) 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. [14] 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.

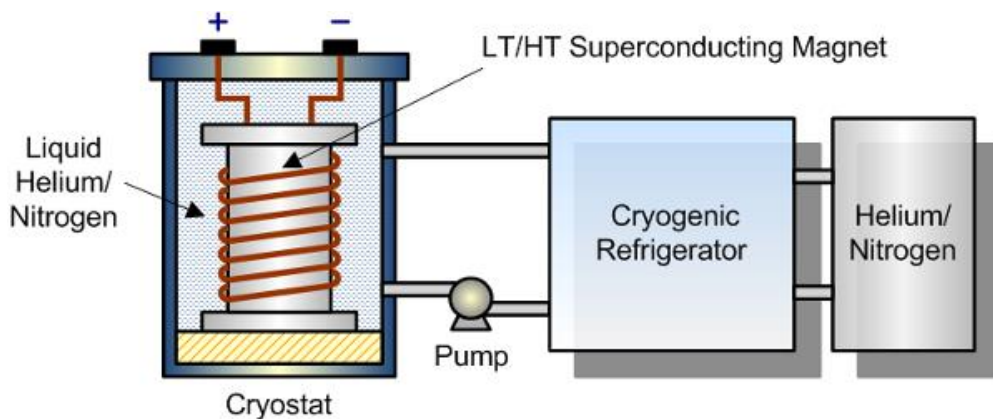


Figura 7 - Ilustração de uma bobina supercondutora e sistema de resfriamento. Fonte: [18]

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. [14] Sua faixa potência varia de 1 a 4 MW aproximadamente, estabelecendo suas principais aplicações para estabilização da rede e qualidade de energia. [19]

A tecnologia de armazenamento de energia com supercondutores magnéticos, possuem, 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. [13]

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

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. [20]

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 [14].

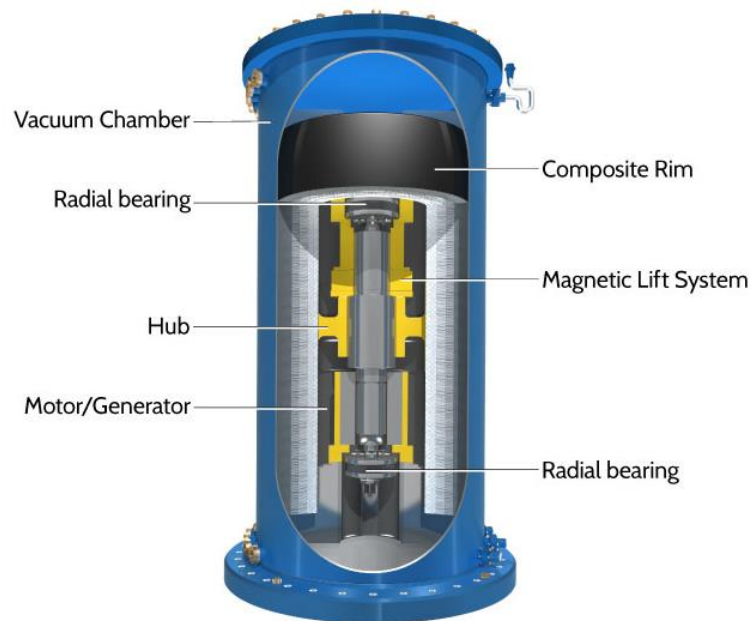


Figura 8 - Diagrama esquemático de um *Flywheel*. Fonte: [21]

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 [13].

### 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 [4].

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) [4].

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 (NiCd), hidreto metálico de níquel (NiMH), íons de lítio (Li-íon) e sódio-enxofre (NaS) como principais [12].

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 ( $\text{ZnBr}$ ) [12].

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 [4].

Parâmetros	Tecnologias de Baterias						
	PbSO <sub>4</sub>	NiCd	Li-íon	NaS	ZEBRA	Fluxo Redox de Vanádio	Fluxo de 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.[12]

As baterias, portanto, com diversos avanços se tornaram importantes e valorizados objetos de estudo para aplicação ao sistema elétrico de potência, podendo desempenhar 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 de eletrônica de potência 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 sistemas de potência, algumas com nível considerável de amadurecimento, outras em fases de testes ou ainda em pesquisa. [13]

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.[12]

Há também o Armazenamento Térmico como uma nova tecnologia aplicada ao sistema elétrico, onde basicamente é realizado 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. [4]

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 NO *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, a modelo do sistema armazenador de energia deve, para que haja um correto controle e 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 abaixo, 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 [23].

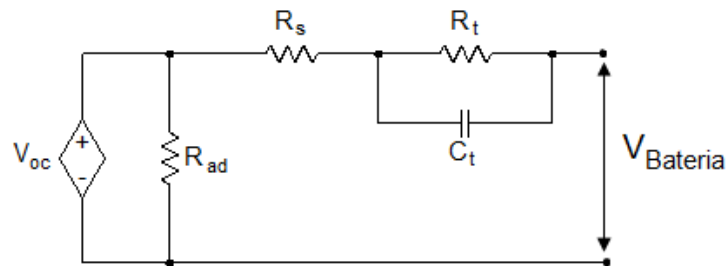


Figura 9 - Modelo elétrico de *Thévenin* da bateria.

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 [24].

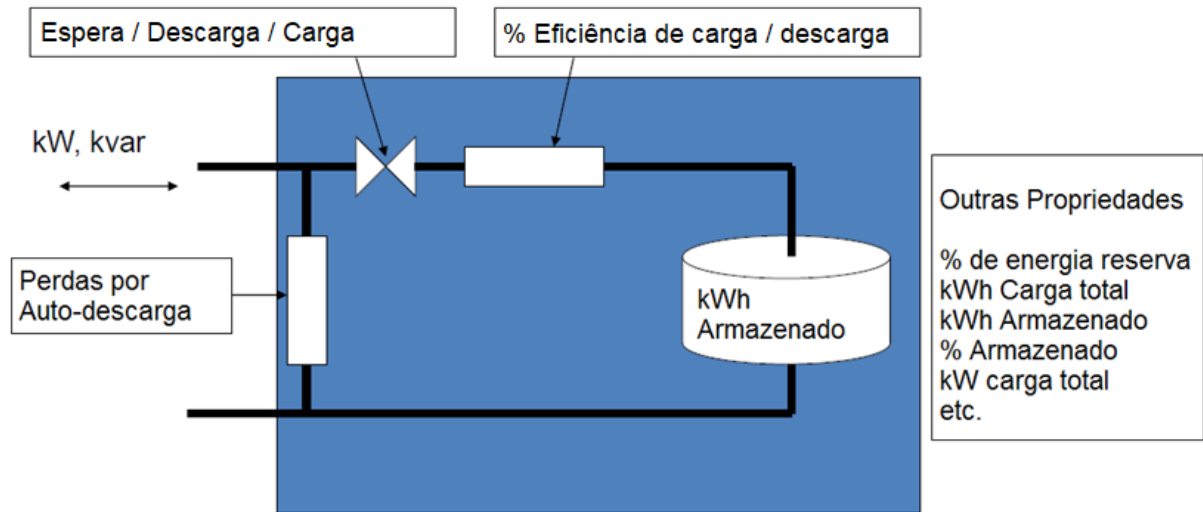


Figura 10 - Modelo genérico do armazenador de energia no *OpenDSS* com os principais parâmetros de projeto.

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 [24].

Em [24], 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 operação 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 [24].

### 3.2. DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

A proposta de inserir armazenadores de energia será aplicada em duas redes elétricas, a primeira trata-se de uma rede simples de testes para simulações preliminares a fim de testar a operação dos armazenadores de energia, já a segunda rede corresponde a 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. Rede Simples de Testes

Para as simulações preliminares determinou-se um sistema elétrico simples com cinco barras, partindo de um alimentador em 13,8 kV de tensão e duas cargas (perfis residencial e comercial) conforme diagrama unifilar abaixo.

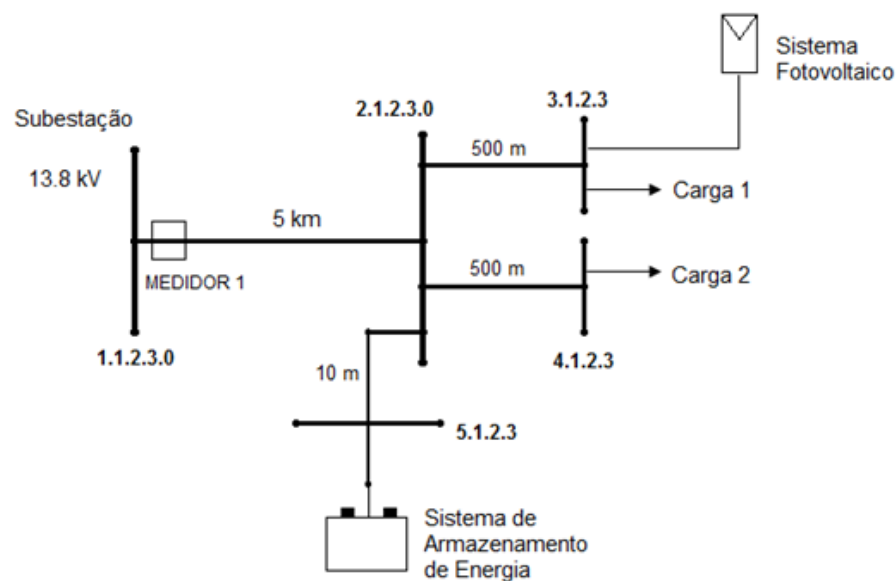


Figura 11 - Diagrama unifilar do sistema utilizado para as simulações preliminares.

Os principais parâmetros elétricos das cargas, GD e armazenador de energia inseridos no *OpenDSS* para as simulações são os seguintes<sup>1</sup>:

- Carga 1: 340 kW de potência nominal trifásica, fator de potência de 0,92 indutivo e perfil de demanda residencial;
- Carga 2: 255 kW de potência nominal trifásica, fator de potência de 0,92 indutivo e perfil de demanda comercial;
- GD: 250 kW de potência nominal trifásica, fator de potência unitário e perfil de geração fotovoltaica;
- Armazenador de Energia: 100 kW de potência nominal e 375 kWh de capacidade de armazenamento, com carregamento a 70% da potência nominal e descarga a 100%, além das características de eficiência de uma bateria de chumbo-ácido (PbSO<sub>4</sub>) conforme Tabela 2.

### **3.2.2. 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 **Shayani** 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.

<sup>1</sup> Os parâmetros da rede elétrica simples utilizada durante as simulações preliminares encontra-se, integralmente, no Anexo I. Assim como o código implementado no *OpenDSS* no Anexo II.



Figura 12 - Percurso do Alimentador TG01 com suas ramificações.

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

- 86 Transformadores de distribuição (13,8 – 0,380 kV), trifásicos, exceto um monofásico;
- 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).

### 3.3. METODOLOGIA DE SIMULAÇÕES

Esta seção exhibe 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. Além de apresentar o método utilizado para apresentação das simulações preliminares.

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 3 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.

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;
- 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 13.

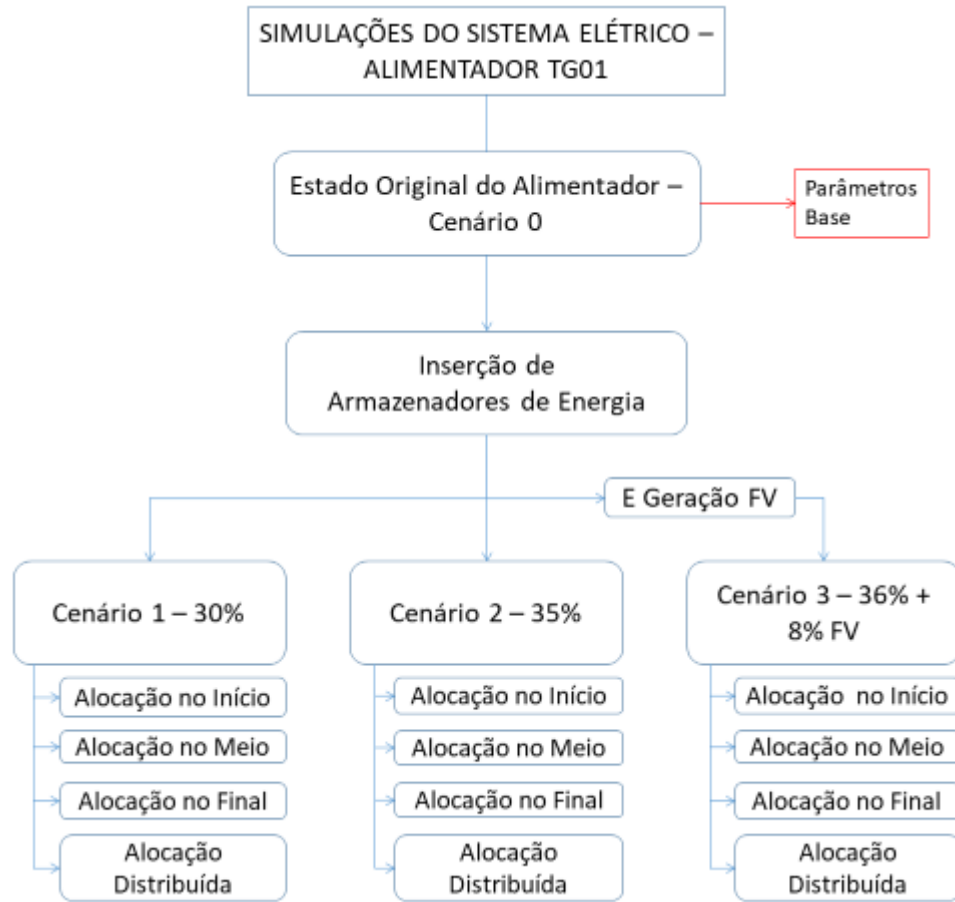


Figura 13 - Fluxograma de Simulações para o Alimentador real de distribuição TG01 da CEB.

## 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 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 modos de operação foram aplicados simultaneamente a fim de viabilizar a simulação e obter um resultado com maior refino. Para tal, os modos de operação 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

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

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

## 5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] STEVENSON JR., W. D. **Elementos de análise de sistemas de potência**. São Paulo: McGRAW-HILL, 1978.
- [2] KAGAN, N.; DE OLIVEIRA, C. B.; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 1<sup>a</sup>. ed. São Paulo: Blucher, 2005.
- [3] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição**. Brasília. 2016.
- [4] 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.
- [5] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa Nº 482/2012**. Brasília. 2012.
- [6] OLIVEIRA, T. E. C. D. Estudo da Capacidade de Hospedagem de Fontes de Geração Distribuída no Sistema Elétrico de um Campus Universitário. **Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Itajubá**, Itajubá, 2015.
- [7] ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric power systems research**, v. 57, n. 3, p. 195-204, 2001.
- [8] PALUDO, J. A. Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente. **Dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo**, São Carlos, 2014.
- [9] SEGUIN, R. et al. **High-Penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers**. National Renewable Energy Laboratory - NREL. Golden, p. 99. 2016.
- [10] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**. Brasília. 2016.
- [11] PINTO, A.; ZILLES, R.; BET, I. Excedente de Reativos em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. **IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES**, São Paulo, Setembro 2012.
- [12] 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.
- [13] AKHIL, A. A. et al. **DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA**. Sandia National Laboratories. Albuquerque, p. 163. 2013.
- [14] RIBEIRO, P. F. et al. Energy Storage Systems for Advanced Power. **Proceedings of the IEEE**, v. 89, n. 12, p. 1744-1756, Dezembro 2001.
- [15] 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.
- [16] IEA. **Technology Roadmap: Energy Storage**. International Energy Agency. Paris, p. 59. 2014.
- [17] IEC. **Electrical Energy Storage**. International Electrotechnical Commission. Geneva, p. 78.
- [18] 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.
- [19] 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.
- [20] 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)>.
- [21] BEACON POWER. Technology: Carbon Fiber Flywheel. **Beacon Power**. Disponível em: <<http://beaconpower.com/carbon-fiber-flywheels/>>. Acesso em: 03 Novembro 2016.
- [22] DORF, R. C.; ROBERT, B. H. **Sistemas de Controle Modernos**. 8ª. ed. Rio de Janeiro: LTC Editora, 2001.
- [23] 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.

- [24] EPRI. **OpenDSS STORAGE Element and STORAGECONTROLLER Element**. Electric Power Research Institute. Palo Alto, p. 21. 2011.

**ANEXOS**

		Pág.
Anexo I	Parâmetros do sistema de simulações preliminares	49
Anexo II	Código das simulações preliminares no <i>OpenDSS</i>	53





## ANEXO I: Parâmetros do sistema de simulações preliminares

Neste anexo serão expostos os parâmetros do sistema simples de 5 barras adotado para as simulações preliminares exibidas na seção 4.

As propriedades adotadas para a subestação, condutor, linhas e cargas são expostas nas tabelas abaixo.

Tabela 4 - Parâmetros da subestação.

Parâmetros da SE	
Tensão de base	13,8 kV
Frequência	60 Hz
Resistência de sequência positiva	0 $\Omega$ /km
Reatância de sequência positiva	0,0001 $\Omega$ /km

Tabela 5 - Parâmetros do condutor.

Condutor	Fases	Resistência de sequência positiva [ $\Omega$ /km]	Reatância de sequência positiva [ $\Omega$ /km]	Capacidade de corrente [A]
CA336_3	3	0,19	0,2913	510

Tabela 6 - Parâmetros das linhas.

Linha	Barra 1	Barra 2	Condutor	Comprimento [km]
SMT_1	1.1.2.3.0	2.1.2.3.0	CA336_3	5
SMT_2	2.1.2.3.0	3.1.2.3	CA336_3	0,5
SMT_3	2.1.2.3.0	4.1.2.3	CA336_3	0,5
SMT_4	2.1.2.3.0	5.1.2.3	CA336_3	0,01

Tabela 7 - Parâmetros das cargas.

Carga	Barra	Fases	Conexão	Modelo	Potência Ativa [kW]	FP	Curva de carga
MT_res	3.1.2.3	3	Delta	PQ constante	340	0,92 indutivo	Residencial
MT_com	4.1.2.3	3	Delta	PQ constante	255	0,92 indutivo	Comercial

A geração distribuída conectada na forma de sistema fotovoltaico possui os seguintes parâmetros:

Tabela 8 - Parâmetros do conjunto módulos e inversores fotovoltaicos.

<b>Sistema Fotovoltaico</b>	
Fases	3
Barra	3.1.2.3
Potência Aparente	250 kVA
Conexão	Delta
FP	1
Irradiância	1 kW/m <sup>2</sup>

Sendo que o sistema fotovoltaico se comporta caracterizado pelas seguintes curvas de potência de pico em função da temperatura, irradiação e temperatura do painel.

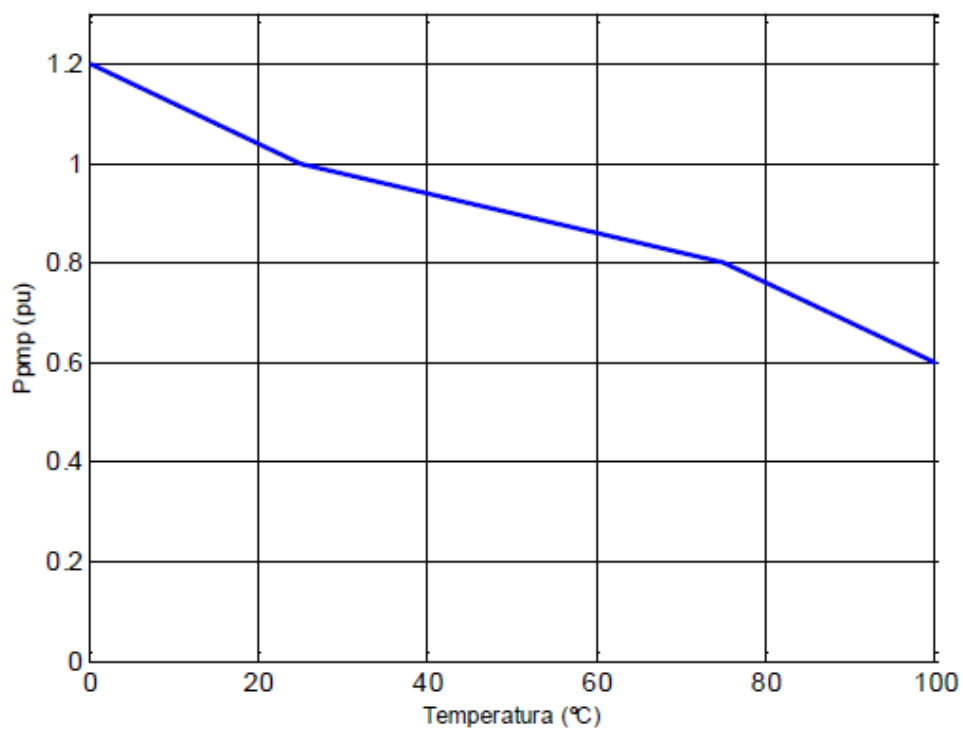


Figura 14 - Curva diária da potência (p.u.) em função da temperatura do painel (°C).

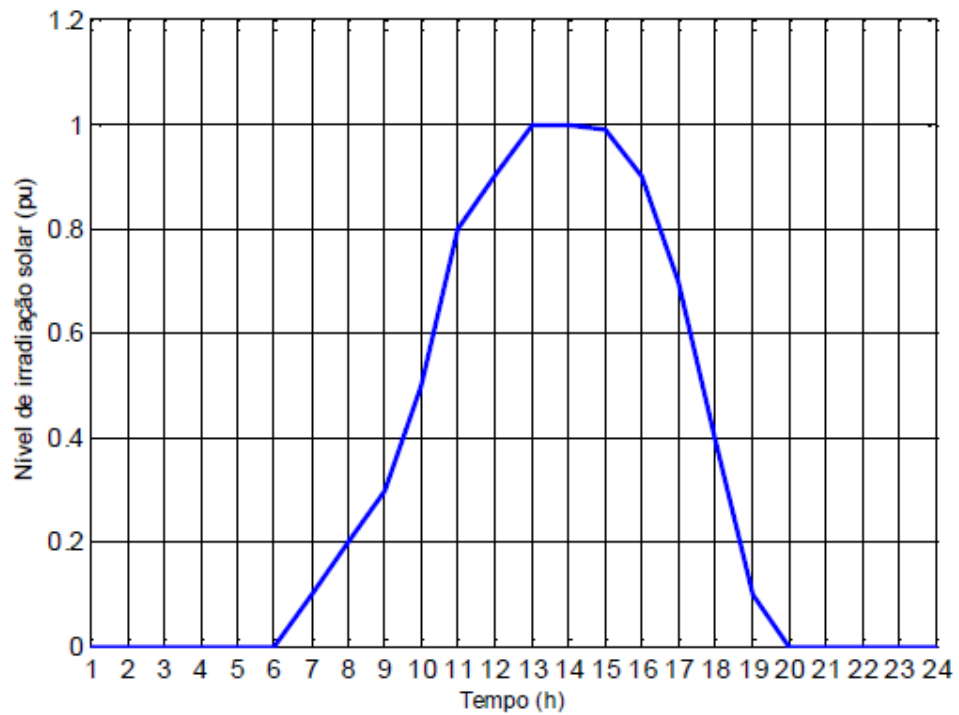


Figura 15 - Curva diária de Irradiação solar (p.u.).

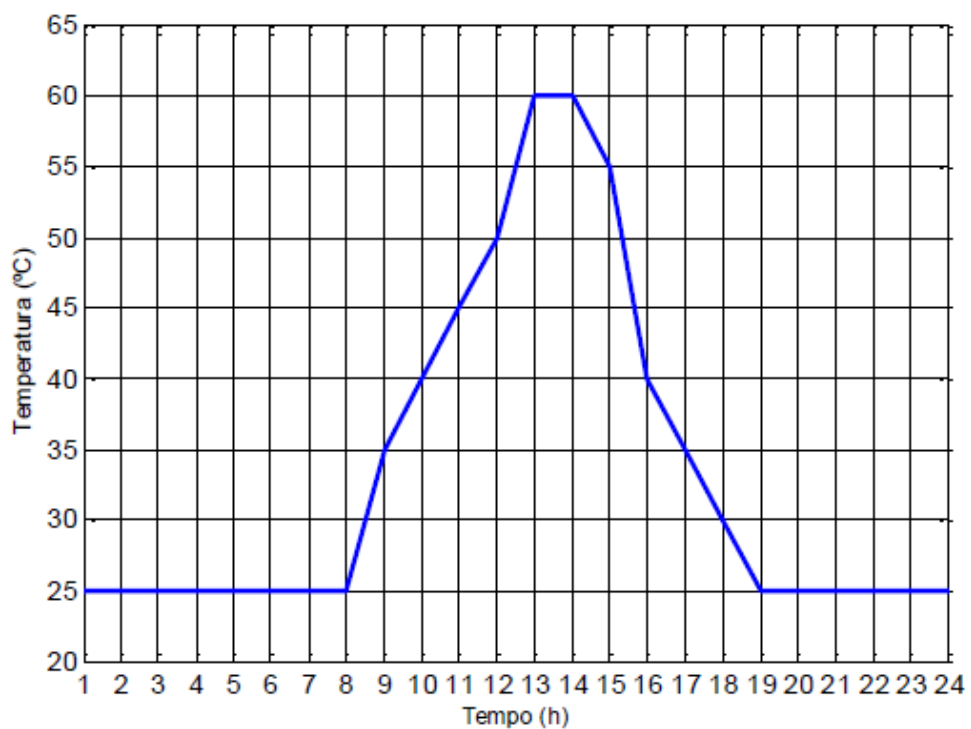


Figura 16 - Curva diária de temperatura do painel (°C).

Assim também há as características do sistema armazenador de energia, como se segue.

Tabela 9 - Parâmetros do sistema de armazenamento de energia.

<b>Sistema de armazenamento de energia</b>	
Fases	3
Barra	5.1.2.3
Potência Ativa [kW]	100
Conexão	Delta
FP	0,92 capacitivo
Perda por autodescarga	0,05%
Eficiência de carga e descarga	85%
Capacidade de armazenamento	410 kWh
Descarga máxima	80%

ANEXO II: Código das simulações preliminares no *OpenDSS*

---

**Clear**

**!Criando Barramento Infinito**

**New "Circuit.Simulações\_Preliminares" basekv=13.8 pu=1 bus1="1.1.2.3.0"  
r1=0 x1=0.0001**

**!Declaração de cabos**

**New "Linecode.CA336\_3" nphases=3 basefreq=60 r1=0.19 x1=0.2913 units=km  
normamps=510**

**New "Linecode.CA02\_3" nphases=3 basefreq=60 r1=0.975 x1=0.3566 units=km  
normamps=185**

**New "Linecode.FC06\_3" nphases=3 basefreq=60 r1=3.504 x1=0.35 units=km  
normamps=36**

**!Segmentos de Média Tensão**

**New "Line.SMT\_1" phases=3 bus1="1.1.2.3.0" bus2="2.1.2.3.0"  
linecode="CA336\_3" length=5 units=km**

**New "Line.SMT\_2" phases=3 bus1="2.1.2.3" bus2="3.1.2.3"  
linecode="CA336\_3" length=0.5 units=km**

**New "Line.SMT\_3" phases=3 bus1="2.1.2.3" bus2="4.1.2.3"  
linecode="CA336\_3" length=0.5 units=km**

**New "Line.SMT\_4" phases=3 bus1="2.1.2.3" bus2="5.1.2.3"  
linecode="CA336\_3" length=0.01 units=km**

**!Curva de Carga**

**New "Loadshape.RES" 24 1.0 mult=(0.4937573177 0.4397211094 0.3971906188  
0.3785252522 0.3855795485 0.4149588775 0.4393330502 0.3765305036  
0.3967663633 0.4369524028 0.4642233958 0.4376666097 0.4040076355  
0.4550448744 0.4545476435 0.4417672269 0.4965949397 0.6348292498  
0.8073518458 0.9357289774 0.6983183301 0.6181403912 0.5927262591  
0.5383694872)**

**New "Loadshape.COM" 24 1.0 mult=(0.3877491248 0.3636671317 0.3538098158  
0.3556891023 0.3565446895 0.3733902854 0.3957259524 0.4757451476  
0.660757847 0.7858009491 0.8189046175 0.792112962 0.7378497532  
0.7738700155 0.8457822799 0.8602875788 0.8480524764 0.7998363683  
0.6905135424 0.6349181214 0.5500491977 0.5037254294 0.4651065054  
0.4076703109)**

**!Inserindo a Carga**

**New "Load.MT\_res" bus1="3.1.2.3" phases=3 conn=Delta model=1 kv=13.8  
kw=340 pf=0.92 status=variable vmaxpu=1.2 vminpu=0.8 daily=RES**

**New "Load.MT\_com" bus1="4.1.2.3" phases=3 conn=Delta model=1 kv=13.8  
kw=255 pf=0.92 status=variable vmaxpu=1.2 vminpu=0.8 daily=COM**

**!Modelo de simulação**

**Set mode = daily**

**!Inserindo medidor**

**New "Energymeter.Medidor1" element="Line.SMT\_1" terminal=1**

**!Inserção do Gerador Fotovoltaico**

**!Dados do Módulo PV (arranjo de vários painéis): Potência = 250kWp a uma irradiância de 1kW/m<sup>2</sup> e a uma temperatura de 25°C. Potência do inversor = 250KVA. FP=1**

**!Inserção da curva P<sub>x</sub>T (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 0 0 0 0 0 0.1 0.2 0.3 0.5 0.8 0.9 1.0 1.0 0.99 0.9 0.7 0.4 0.1 0 0 0 0]**

**!Curva da temperatura no painel**

**New "Tshape.Temp" npts=24 interval=1 temp=[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=3.1.2.3 kV=13.8 kVA=250 irrad=1 Pmpp=250 temperature=25 conn=delta PF=1 effcurve=CurvaExp P-TCurve=CurvaPxT Daily=Irrad TDaily=Temp**

**!Inserção do armazenador de energia**

**New "Storage.Armazenador" phases=3 bus1="5.1.2.3" kV=13.8 kW=100 pf=-0.92 %ldlingkW=0.05 %EffCharge=85 %EffDischarge=85 conn=delta kVA=108.7 kWhrated=410 %reserve=20 %stored=30 vmaxpu=1.05 vminpu=0.92 dispmode=external**

**!Controlador para o armazenador de energia**

**New "StorageController.Controlador" element=line.SMT\_4 elementlist=Armazenador kWtarget=100 PFTarget=-0.92 modecharge=time modedischargetrigger=time timechargetrigger=11 ~ timedischargetrigger=18 %RatekW=360 %Ratekvar=360 %RateCharge=300 %Reserve=20 kWhTotal=410 kWTotal=100 inhibitTime=0**

**!Inserção de monitores**

**New monitor.PV element=PVSystem.PV terminal=1 mode=1 ppolar=no  
New monitor.CARGA\_1 element=Load.MT\_res terminal=1 mode=1 ppolar=no  
New monitor.CARGA\_2 element=Load.MT\_com terminal=1 mode=1 ppolar=no  
New monitor.SUBESTAÇÃO element=Line.SMT\_1 terminal=1 mode=1 ppolar=no**

**New monitor.ARMazenADOR element=Storage.Armazenador terminal=1  
mode=3**

**New monitor.mPV element=PVSystem.PV terminal=1 mode=3  
New monitor.mCARGA\_1 element=Load.MT\_res terminal=1 mode=0  
New monitor.mCARGA\_2 element=Load.MT\_com terminal=1 mode=0  
New monitor.mSUBESTAÇÃO element=Line.SMT\_1 terminal=1 mode=0  
New monitor.mARMazenADOR element=Storage.Armazenador terminal=1  
mode=0**

**!Comandos de controle para execução do fluxo**

**set voltagebases=[13.8]**

**calc voltagebases**

**Set mode = daily**

**!set hour = 7**

**!set number = 11**

**!set hour = 22**

**!set number = 2**

**solve**