

UNIVERSIDADE DE CAXIAS DO SUL – UCS

MATHEUS SCARIOTT

**GERENCIAMENTO DE DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO PARA ALÍVIO
DE CARGA APLICADO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

CAXIAS DO SUL
2021

MATHEUS SCARIOTT

**GERENCIAMENTO DE DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO PARA ALÍVIO
DE CARGA APLICADO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
como parte dos requisitos para a obtenção de
grau de Bacharel em Engenharia Elétrica da
Universidade de Caxias do Sul.

Orientador:
Prof. Me. André Bernardes Michel

CAXIAS DO SUL
2021

MATHEUS SCARIOTT

**GERENCIAMENTO DE DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO PARA ALÍVIO
DE CARGA APLICADO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
como parte dos requisitos para a obtenção de
grau de Bacharel em Engenharia Elétrica da
Universidade de Caxias do Sul.

Orientador:

Prof. Me. André Bernardes Michel

Aprovado em ____/____/____

Banca Examinadora

Prof. Me. André Bernardes Michel (orientador)
Universidade de Caxias do Sul - UCS

Prof. Me. Andréa Cantarelli Morales
Universidade de Caxias do Sul - UCS

Prof. Dr. Alexandre Mesquita
Universidade de Caxias do Sul - UCS

RESUMO

A geração de energia por meio de fontes renováveis vem se popularizando ao longo dos anos, mas devido a sua intermitência ela demonstra dificuldades em suprir a demanda de carga apresentada pelos clientes. Para a solução deste problema, sistemas de armazenamento de energia são ligados juntos aos sistemas de geração, onde existe o controle do fluxo de potência para suas condições de carregamento e descarregamento. As aplicações mais comuns para este controle de fluxo são a regulação de tensão do consumidor, no regime transitório do sistema, é o alívio de carga, o qual representa o regime permanente. Este trabalho avalia os efeitos do alívio de carga aplicado em um sistema de distribuição de 34 nós, utilizando baterias de íon de lítio como dispositivo de armazenamento. Para simulação dos dispositivos e do sistema em si, foi utilizado o software OpenDSS e os modelos já fornecidos por ele. Assim, foram definidos os parâmetros de entrada como curvas de demanda e de irradiação do local escolhido. Também é necessário estabelecer limites para o estado de carga (SOC) da bateria, pois a profundidade de descarga e o aquecimento da resistência interna podem diminuir sua vida útil, isto foi efetuado pelo meio do gerenciamento de carga. O controle de despacho de energia foi implementado na linguagem de programação python e quatros diferentes estudos de casos foram analisados, obtendo resultados satisfatórios nos casos que possuem três ou quatro baterias com seu despacho de energia submetido ao algoritmo de controle. Portanto, para a potência determinada nos equipamentos de armazenamento, a inserção de dois se demonstrou insuficiente e quatro superdimensionado.

Palavras-chave: Sistema de Armazenamento. Gerenciamento de carga. Alívio de Carga. OpenDSS.

ABSTRACT

The generation of energy through renewable sources has become popular over the years. However, due to its intermittency, difficulties in meeting the power demand presented by customers are observed. To solve this problem, energy storage systems are linked together with the generation systems, together with a controller of the power flow for its charging and discharging conditions. The most common applications for this flow control are consumer voltage regulation, where it represents the system's transient regime, and peak shaving, which represents the permanent regime. This work assesses the effects of peak shaving applied to a 34-node distribution system, using lithium ion batteries as a storage device. For simulation of the present devices and the system itself, the OpenDSS software will be used. Thus, the input parameters will be defined such as demand curves and irradiation for the chosen location. It is also necessary to establish limits for the battery's state of charge, as the discharge depth and heating of the internal resistance can shorten its useful life, this will be done through charge management. The power dispatch control is implemented in the Python programming language and four different case studies are analyzed, obtaining satisfactory results in cases that have three or four batteries with their energy dispatch submitted to the control algorithm. Therefore, for the power determined in the storage equipment, the insertion of two proved to be insufficient and four oversized.

Keywords: Storage System. Load management. Peak Shaving. OpenDSS.

LISTA DE FIGURAS

1	Diagrama esquemático da Bateria de Íon de Lítio	12
2	Diagramas esquemáticos de três tipos de capacitores	14
3	Variação da capacitância de acordo com a temperatura	16
4	Características dos diferentes tipos de baterias	17
5	Esquemático do sistema fotovoltaico	18
6	Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica	19
7	Características da relação corrente-tensão considerando os efeitos de R_s e R_p	20
8	Comportamento do painel fotovoltaico dependendo da irradiação	21
9	Comportamento do painel fotovoltaico dependendo da temperatura	22
10	Funcionamento do inversor	23
11	Circuito equivalente da bateria	24
12	Ilustração dos condutores segundo Carson	27
13	Segmento de linha em estrela de quatro fios aterrado	28
14	Princípio do alívio de carga	30
15	Diagrama de blocos do modelo do sistema fotovoltaico	33
16	Curva i-v para diferentes valores de irradiância	34
17	Curva fator de correção x temperatura	35
18	Fluxo de potência do elemento de armazenamento durante seu estado de carregamento	38
19	Fluxo de potência do elemento de armazenamento durante seu estado de descarga	39
20	Circuito de controle	40
21	Relação entre potência pico e eficiência	41
22	Sistema IEEE 34 barras	43
23	Irradiância média janeiro	44
24	Insolação mensal janeiro	44
25	Insolação anual	45
26	Gráfico da curva de carga	46
27	Fluxograma gerenciamento de carga	48
28	Carga armazenada no sistema de armazenamento sem algoritmo de controle	49
29	Potência fornecida pelo sistema fotovoltaico	50
30	Potência fornecida pela rede elétrica com 2 baterias	51
31	Carga armazenada no sistema de armazenamento de 3 baterias semi-controlado	52
32	Potência fornecida pela rede elétrica com 3 baterias semi-controlado	52
33	Carga armazenada no sistema de armazenamento de 3 baterias	53
34	Potência fornecida pela rede elétrica com 3 baterias	54
35	Potência fornecida pela rede elétrica com 3 baterias	54

LISTA DE TABELAS

1	Revisão da literatura	42
---	---------------------------------	----

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	9
1.1	Justificativa e Objetivos	9
1.1.1	Objetivo Geral	10
1.1.2	Objetivos Específicos	10
1.2	Limitações do trabalho	10
1.3	Organização do trabalho	10
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	11
2.1	Histórico	11
2.2	Principais dispositivos	12
2.2.1	Baterias de Íon de Lítio	12
2.2.2	Baterias de Chumbo-Ácido	13
2.2.3	Capacitores Eletroquímicos	13
2.2.4	Flywheel	14
2.2.5	Armazenamento de energia térmica	14
2.3	Aplicações e comparação	15
2.4	Aprofundamento do dispositivo	17
2.4.1	Sistema Fotovoltaico	17
2.4.1.1	Painel Fotovoltaico	18
2.4.1.2	Inversor	22
2.4.2	Sistema de Armazenamento	23
2.4.2.1	Circuito Controle	25
2.4.2.2	Degradação da Bateria	25
2.4.3	Linhas de distribuição	26
2.4.4	Gerenciamento de carga	29
2.5	Softwares de modelagem	31
2.6	Modelos no OpenDSS	32
2.6.1	Sistema fotovoltaico	32
2.6.1.1	Painel fotovoltaico	33
2.6.1.2	Inversor	35
2.6.2	Sistema de Armazenamento	37
2.6.2.1	Estado de Carregamento	37
2.6.2.2	Estado de Descarga	38
2.6.3	Linha de Distribuição	39
2.7	Trabalhos Correlatos	39
3	METODOLOGIA	43
3.1	Sistema teste	43
3.1.1	Dados solares	43
3.1.2	Armazenamento	45
3.1.3	Carga	46
3.1.4	Gerenciamento de Carga	47

4	RESULTADOS	49
4.1	Equipamentos sem controle	49
4.2	Estudo de caso 1	50
4.3	Estudo de caso 2	51
4.4	Estudo de caso 3	53
4.5	Estudo de caso 4	54
5	CONCLUSÃO	55
	REFERÊNCIAS	56
	ANEXO A – PARÂMETROS IEEE34 BUS	59
	ANEXO B – PARÂMETROS IEEE34 BUS	60
	APÊNDICE A – DADOS DA CURVA DE CARGA	61
	APÊNDICE B – CÓDIGO SISTEMA FOTOVOLTAICO	62
	APÊNDICE C – CÓDIGO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO	63
	APÊNDICE D – CÓDIGO PYTHON	64

1 INTRODUÇÃO

As tecnologias de armazenamento vêm demonstrando um papel importante nas últimas décadas. BOICEA (2014) cita aplicações onde uma determinada potência ou nível de tensão são demandados em pequenos períodos de tempo, como o principal motivo para as pesquisas destas tecnologias. Exemplos como alívio de carga e regulação de tensão são encontrados em abrangência em artigos e estudos do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE).

Os sistemas de armazenamento de energia (SAEs), de acordo com CHEN et al. (2009) estão diretamente relacionados com sistemas intermitentes de energia renovável. Os sistemas de geração mais populares são o fotovoltaico e o eólico, os quais possuem como sua maior desvantagem sua intermitência e incontabilidade, tornando-se obstáculos a sua aplicação. Dispositivos como bateria e supercapacitores podem lidar com a imprevisibilidade da produção de energia, a partir conhecimento da curva de demanda do cliente em que estão atuando.

BOICEA (2014) denomina as baterias como a tecnologia de armazenamento com o melhor custo-benefício presente no mercado. Dentre elas, a bateria de íon de lítio apresenta baixas taxas de descarga e alta densidade de energia, características que se mostram superiores em relação a de chumbo-ácido, a qual é a bateria mais popular no mercado devido ao seu custo. Por sua vez, a grande desvantagem deste dispositivo acaba se tornando o aquecimento de sua resistência interna, o qual necessita de circuitos de proteção contra sobrecorrente e sobrecarga em suas aplicações.

No contexto de SAEs trabalharem junto com sistemas de geração de energia renovável, o alívio de carga é uma aplicação já popularizada. Segundo LEVRON; SHMILOVITZ (2012), picos de demanda de energia representam desafios ao projetar sistemas de potência, o alívio de carga, também denominado como *peak shaving*, tem o objetivo de gerenciar a energia fornecida para rede, rebaixando o nível da potência máxima. O controle do fluxo de potência do sistema recarrega o dispositivo de armazenamento em períodos onde existem baixa demanda de energia.

1.1 Justificativa e Objetivos

Como sistemas de potência são projetados levando em consideração os picos de energia apresentados, outros períodos de consumo subutilizam este sistema. Por isso, o acompanhamento do pico de demanda é representado por taxas de energia. Portanto, a redução do valor máximo de potência consumida resulta em um menor gasto do cliente com energia elétrica.

A utilização de sistemas de geração com energia renovável como combustível, necessita de um sistema de armazenamento devido a sua intermitência. A popularização de energias como fotovoltaica representam menores níveis de poluição e possuem grandes incentivos governamentais.

1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é a análise do método de alívio de carga, observando os efeitos resultantes da inserção de sistemas de armazenamento, utilizando baterias de íon de lítio junto a um sistema de geração de energia fotovoltaica, conectados a rede de distribuição IEEE 34 barras.

1.1.2 Objetivos Específicos

- a) Modelar os elementos do sistema utilizando o software OpenDSS;
- b) Validar o sistema de distribuição no software de modelagem;
- c) Definir os parâmetros de entrada dos elementos e do sistema escolhido;
- d) Determinar os pontos onde serão alocados os sistemas de geração e armazenamento;
- e) Desenvolver o gerenciamento do fluxo de potência nos dispositivos de armazenamento;
- f) Analisar a curva de demanda quando aplicado o método de alívio de carga;

1.2 Limitações do trabalho

O estudo do custo da implementação do sistema simulado e dos dispositivos utilizados não será realizado neste trabalho. Isto devido a complexidade no estudo do desgaste dos dispositivos e sua representatividade em termos econômicos, assim abordando o comportamento e os efeitos do sistema quando inserido na rede.

1.3 Organização do trabalho

O trabalho se divide em cinco capítulos. O Capítulo 1 aborda a introdução aos sistemas de armazenamento junto a geração de energias fotovoltaica, e justificativa, objetivos e limitações do trabalho. O Capítulo 2 apresenta o histórico das tecnologias de armazenamento e energia renovável, além dos principais conceitos dos elementos presentes no sistema. Após, são elencados possíveis softwares de modelagem e suas características, e trabalhos relevantes ao tema abordado. O capítulo 3 demonstra a modelagem matemática dos dispositivos fornecidos pelo software escolhido, e a definição dos parâmetros de entrada e os critérios para o gerenciamento da carga. O capítulo 4 mostra os resultados obtidos quando implementado os equipamentos estudados na metodologia e por fim no capítulo 5 é abordado as considerações finais e sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo será realizado o estudo dos principais conceitos voltados aos SAEs. Será abordado o histórico do armazenamento de energia elétrica e os dispositivos mais utilizados, demonstrando suas características e sua modelagem matemática. Para sua modelagem será analisado o software mais adequado e comparado com outras opções. Por fim, serão abordados trabalhos relevantes dentro da proposta do trabalho.

2.1 Histórico

Segundo BOICEA (2014), nas últimas décadas, as tecnologias de armazenamento desempenham um papel importante para as redes elétricas, isto devido ao aumento de aplicações que necessitam de uma determinada potência elétrica ou nível de tensão por um breve período de tempo. O autor também afirma que a redução de hidrocarbonetos usado no transporte e na distribuição de energia elétrica são de grande representatividade para a qualidade do ar, já que os SAEs normalmente trabalham em conjunto com fontes de energia renováveis podendo auxiliar na melhoria na qualidade de energia. Ainda conforme o autor, o sistema de armazenamento através de bateria representa o melhor custo-benefício no mercado, mesmo sendo o primeiro SAE utilizado. O seu princípio de operação foi estudado por Benjamin Franklin em 1748, mas as primeiras principais aplicações foram desenvolvidas apenas no século XX. Outra tecnologia de armazenamento utilizada atualmente são os supercapacitores, a qual foi apresentada no mercado com este nome em 1978.

Segundo BUENO; BRANDÃO (2016), com o aumento da dependência mundial por energia elétrica ela deve ser disponível a todos de forma segura e confiável. O armazenamento de energia elétrica utilizando acumuladores e baterias baseadas em reação químicas reversíveis existem antes mesmo das máquinas geradoras rotativas. O problema é que esses equipamentos eram pesados e apresentavam baixa densidade de armazenamento. Os autores ainda afirmam que em parques geradores de energia solar e eólicas, os SAEs permitem um fornecimento de potência elétrica de forma contínua independente de períodos de baixa produção, assim tornando a rede elétrica mais estável.

De acordo com CALDERARO et al. (2015), acordos políticos estão visando reduzir as emissões de carbono e como estratégia promovem a geração de energia por meio de fontes renováveis. Sistemas baseados em energia fotovoltaica e eólica são os principais utilizados, porém pela sua natureza intermitente podem apresentar problemas entre produção e demanda. Normalmente, são usadas as usinas de energia para suprir problemas de produção, contudo com a expansão das energias renováveis será necessário a utilização de SAEs para acompanhar esta demanda. Mesmo com vários incentivos econômicos sendo implementados e esperando auxílios mais relevantes no futuro, ainda existem barreiras econômicas para a implantação de SAEs como supercapacitores e banco de baterias.

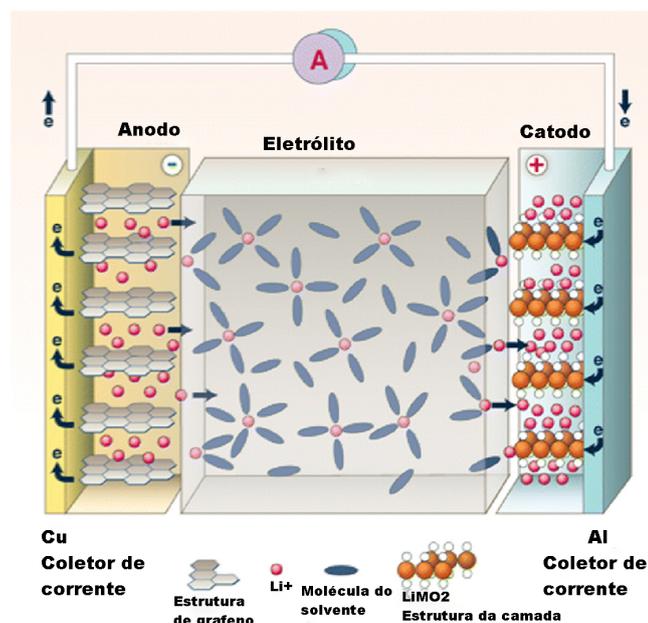
2.2 Principais dispositivos

2.2.1 Baterias de Íon de Lítio

Conforme BOICEA (2014), as baterias de íon de lítio foram desenvolvidas pelo americano Michal Whittingham em 1970. Este dispositivo possui uma baixa taxa de descarga e alta densidade de energia. Sua principal desvantagem é o aquecimento da resistência interna, sendo necessário sistemas de proteção contra sobrecorrente e sobretensão durante sua operação. Ele é formado por uma placa positiva de liga de lítio e uma placa negativa de carbono, onde sua descarga é realizada pela transição de íon de lítio da placa negativa para positiva, e seu carregamento possui esta migração no sentido oposto. O eletrólito presente na bateria é aprótico ou não aquoso e não permite a condução de elétrons. A Figura 1 encontrada no artigo de AKINYELE; RAYUDU (2014) ilustra o processo descrito neste parágrafo.

AKINYELE; RAYUDU (2014) complementa que as baterias de íon de lítio possuem uma densidade de energia de 75-200Wh/kg e uma tensão de célula de 3,6V, a qual é superior as tecnologias de níquel e chumbo-ácido. O autor também afirma que mesmo o estudo deste dispositivo ter menos de 40 anos, ele é reconhecido na indústria eletrônica em aplicações na rede elétrica e utilizado em veículos elétricos.

Figura 1: Diagrama esquemático da Bateria de Íon de Lítio



Fonte: AKINYELE; RAYUDU (2014)

2.2.2 Baterias de Chumbo-Ácido

De acordo com BOICEA (2014), a bateria de chumbo-ácido foi inventada por Gaston Planté. Ela é utilizada em projetos onde existe a necessidade de um custo menor e a densidade de energia não é de tanta importância, geralmente aplicações que variam de 1kW a 10MW, já que a mesma possui baixa energia específica devido ao seu peso. Sua composição é descrita por um eletrodo positivo e um negativo submersos a um eletrólito, onde a placa negativa é de chumbo elementar e a positiva de dióxido de chumbo. Durante o processo de descarga, elétrons migram do eletrodo negativo para o positivo, assim gerando grãos de sulfato de chumbo e o eletrólito com uma concentração inicial de 33,5% de ácido sulfúrico começa a tornar-se principalmente água. Com o carregamento, esses grãos são dissolvidos, contudo quando há uma descarga muito profunda eles podem se tornar insolúveis devido ao seu tamanho, assim inutilizando o material ativo da placa.

Os autores AKINYELE; RAYUDU (2014) descrevem as baterias de chumbo-ácido por células conectadas em série e eletrodos positivos e negativos, onde são comumente aplicadas em projetos que existe uma sensibilidade em relação ao custo como: partida automotivas, iluminação e ignição e fontes de alimentação ininterruptas. Suas grandes desvantagens são: ciclo de vida baixo e a geração de resíduos tóxicos criando problemas no meio ambiente. Levando em conta a lei de Ohm, a tensão gerada no dispositivo é a soma da tensão em cada célula, que no caso da bateria de chumbo-ácido é de 2V, e a corrente total será igual a corrente que as percorrem. Assim, as baterias são associadas de acordo com a configuração elétrica desejada, no caso de uma tensão elétrica mais elevada elas serão ligadas em série, já para maior capacidade de corrente elétrica deve ser feita uma conexão em paralelo. Como a corrente armazenada é contínua é necessário o uso de conversores de potência para ligação na rede elétrica.

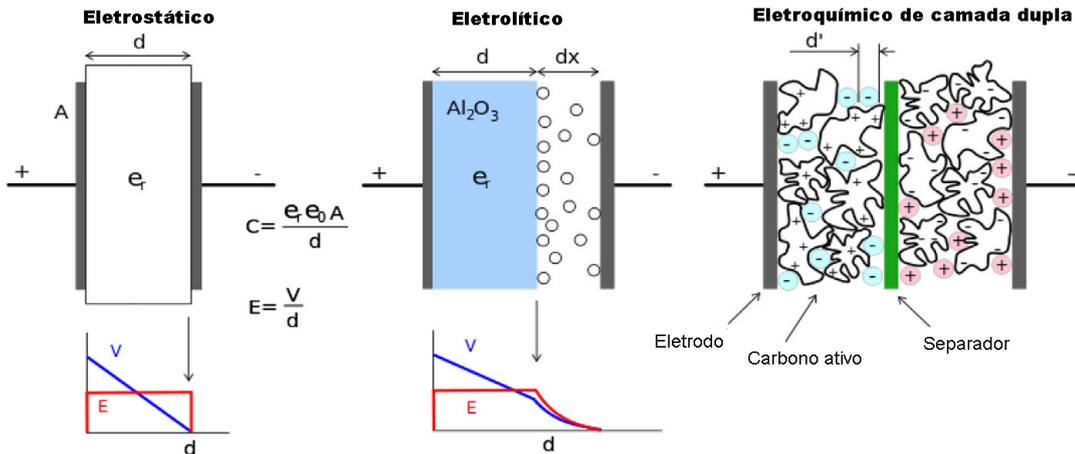
2.2.3 Capacitores Eletroquímicos

O artigo de AKINYELE; RAYUDU (2014) caracteriza os capacitores como dispositivos de armazenamento direto de energia elétrica, assim realizando este processo de forma rápida e não apresentando problemas de desgastes com ciclos de carga e descarga. A grande desvantagem é sua densidade de energia ser muito baixa incentivando pesquisas para o desenvolvimento dos capacitores eletroquímicos, comumente chamados de supercapacitores. Seus valores de capacitância e densidade de energia são muito superiores aos dos capacitores comuns. Isto devido ao armazenamento ser feito através de uma solução eletrolítica entre duas placas, ao invés do dielétrico utilizado nos capacitores convencionais, como apresentado na Figura 2. Por causa de seu tempo de descarga curto e suas perdas, este dispositivo é normalmente utilizado em aplicações com menores períodos de armazenamento de energia.

BOICEA (2014) descreve a composição dos supercapacitores como dois eletrodos de carbons isolados através de uma membrana porosa, enquanto a membrana impede o curto-circuito

entre os eletrodos, o conjunto é imerso em um eletrólito que permite a transmissão de íons. Para minimizar a resistência interna, uma placa de corrente é conectada aos eletrodos, o que se torna uma das suas principais vantagens em relação às baterias recarregáveis.

Figura 2: Diagramas esquemáticos de três tipos de capacitores



Fonte: AKINYELE; RAYUDU (2014)

2.2.4 Flywheel

AKINYELE; RAYUDU (2014) definem o *flywheel* como um sistema eletromecânico, que armazena energia na forma de energia cinética e possui uma vida útil prevista de 15 anos. Durante seu carregamento, ele se comporta como um motor com velocidade acima de 10.000 rotações por minuto e como um gerador durante sua descarga. Composto por um cilindro rotativo em conjunto com rolamentos magnéticos acoplados a uma máquina elétrica, este dispositivo de armazenamento fornece energia à rede por um conversor eletrônico de potência.

CHEN et al. (2009) afirma que a energia total de um sistema *flywheel* é dependente do tamanho e velocidade de seu rotor, e sua potência nominal do motor-gerador. Suas grandes vantagens sobre as baterias são expectativa de vida longa permitindo fornecer milhares de ciclos completos de carga-descarga, e possuir alta velocidade de resposta. Por poder armazenar grande quantidade de potência e possuir alta eficiência, o *flywheel* é encontrado em sistemas sensíveis a qualidade de energia como instalações de comunicação e centro de servidores de computador.

2.2.5 Armazenamento de energia térmica

De acordo com CHEN et al. (2009) o armazenamento de energia térmica (*TES*) é utilizado em um amplo espectro de aplicações. A energia armazenada é gerada por procedimentos de aquecimento ou refrigeração, a qual é convertida em energia elétrica utilizando motores térmicos. Em função do seu sistema de funcionamento, estes dispositivos possuem baixa eficiência

energética se mantendo na faixa de 30 a 60%, mesmo que ciclo do calor possua alta eficiência.

No artigo de AKINYELE; RAYUDU (2014) e CHEN et al. (2009) o *TES* é classificado em duas categorias:

- *TES* de baixa temperatura: AKINYELE; RAYUDU (2014) separa esta tecnologia em dois sistemas de funcionamento, o aquífero de baixa temperatura envolve o resfriamento ou congelamento da água por um refrigerador que atendem os requisitos de resfriamento durante períodos de pico de demanda de energia. Já o armazenamento de energia criogênica envolve um sistema de motor de calor criogênico onde a energia fornecida é gerada pela fervura de nitrogênio líquido através do calor circundante, este sistema possui uma expectativa de vida útil de 20 a 40 anos e eficiência de 40 a 50%.
- *TES* de alta temperatura: CHEN et al. (2009) separa em três principais sistemas, o armazenamento de sal fundido e líquidos iônicos à temperatura ambiente são sais orgânicos com pressão de vapor desprezível e temperatura de fusão abaixo de 25°C. Outro sistema apresentado é o conceito de uso de cerâmica concreta ou fundida para armazenar energia a altas temperaturas. Por fim, o último sistema apresentado é o de materiais de mudança de fase (*PCM*), o que consiste em uma mudança de fase, geralmente sólido para líquido, de materiais a uma temperatura correspondente à fonte de entrada térmica.

2.3 Aplicações e comparação

Uma das principais aplicações das SAEs, de acordo com o artigo de CHEN et al. (2009), é ligada aos sistemas de suprimento de energia renovável, já que sua intermitência e incontrolabilidade são grandes obstáculos para sua implementação. Adotando um sistema de geração e armazenamento de energia se obtém benefícios como: reserva de energia, acompanhamento de carga e eficiência de fontes térmicas, assim reduzindo emissões nocivas.

DENHOLM et al. (2010) separa as aplicações dos SAEs em três categorias, tendo como critério base seu tempo de descarga, estas são:

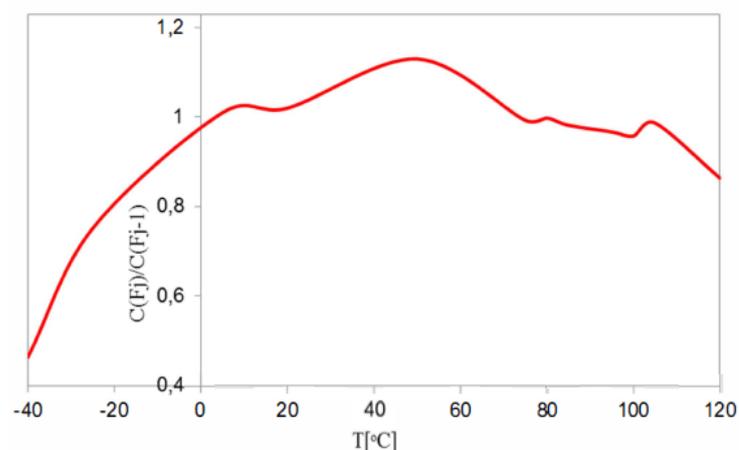
- Qualidade de energia: Nesta categoria existe a necessidade de sistemas com respostas rápidas e com um tempo de descarga de segundos para minutos, por isso é mais comumente utilizado os supercapacitores, já que eles são os mais ágeis entre os dispositivos de armazenamento.
- Conexão de energia: Este conjunto necessita de resposta rápida e tempo de recargas no intervalo até de uma hora, assim tornando-se presente dispositivos com baterias de chumbo-ácido e de íons de lítio, mesmo que o ciclo contínuo limite sua vida útil.
- Gerenciamento de energia: Os dispositivos desta categoria possuem respostas mais lentas aos citados anteriormente e um tempo de descarga de várias horas. São normalmente

utilizados as tecnologias de energia hidroelétrica bombeada, ar comprimido e armazenamento de energia térmica.

De acordo com BILA; OPATHELLA; VENKATESH (2016), os SAEs estão adentrando no setor de consumo doméstico, como por exemplo as baterias de veículos elétricos, casas foras da rede elétrica e ambiente de redes inteligentes. Desta forma, trabalham como armazenamento de energias renováveis ou fonte de alimentação reserva, possibilitando um nivelamento de carga. Os autores afirmam que para encontrar a tecnologia de armazenamento adequada é necessário analisar suas características como: capacidade máxima de energia, taxas de rampa, potência reativa entre outros. Para o artigo citado o dispositivo selecionado foi a bateria de íons de lítio, devido o seu custo ser reduzido em relação a densidade de carga, porém o ciclismo frequente pode reduzir a capacidade da bateria e a ligação em paralelo pode agravar sua degradação.

No estudo de BELLACHE; CAMARA; DAKYO (2017) é realizado uma análise voltada as características e perdas dos supercapacitores. Este dispositivo, normalmente utilizado na indústria eletrônica, é conhecido pelo seu bom desempenho de energia e sua alta expectativa de vida em relação às baterias. No entanto, o número de ciclos, o estado de carga e a temperatura podem afetar a resistência em série e a capacitância celular do supercapacitor. Os resultados encontrados neste artigo afirmam que a ESR(Equivalent Serie Resistance) do capacitor se mantém constante entre 2000 e 6000 ciclos, fora deste período ela tende a aumentar rapidamente. Já a capacitância decai na ordem de 6% após 14000 ciclos. Durante a análise da temperatura foi definido que a ESR se mantém constante entre -10 a 65 °C e aumenta rapidamente para temperaturas fora dessa faixa, entretanto a capacitância aumenta conforme a Figura 3.

Figura 3: Variação da capacitância de acordo com a temperatura



Fonte: BELLACHE; CAMARA; DAKYO (2017)

Quando ligado o SAE a rede pode-se fazer a análise do dispositivo mais adequado levando em consideração em qual aplicação ele será utilizado, no caso de regime permanente, como alívio de carga, ou transitório para regulação de tensão. Este trabalho será focado na aplicação em regime permanente, assim escolhendo baterias para realizar o armazenamento de energia,

já que de acordo com CHEN et al. (2009) os principais problemas do supercapacitor são baixa densidade de energia e perda por auto-descarga. Seguindo CHEN et al. (2009) a bateria de íon de lítio possui maior densidade de energia, eficiência e ciclo de vida do que a chumbo-ácido, como demonstrado na Figura 4. Apesar da bateria de íon de lítio necessitar de um circuito de proteção, por causa do aquecimento de sua resistência interna, ela é o dispositivo de armazenamento para este trabalho.

Figura 4: Características dos diferentes tipos de baterias

Tipo de Bateria	Densidade de energia (Wh/kg)	Tensão elétrica (V)	Eficiência	Vida útil (anos)	Ciclo de vida (ciclos)
Chumbo ácido	30–50	~ 2.00	75–80%	2–3	500–1000
Ni-Cd	50–75	1.29	60–70%	> 10	2000–2500
Ni-MH	40–110	1.35	–	> 5	300–500
Na-S	150–240	1.78–2.07	75–90%	10–15	~ 2500
Íon de lítio	100–250	2.50–5.00	~100%	5–6	> 1000
Bromo de zinco	75–85	1.85	65–75%	5–10	> 2000
Redox de vanádio	10–50	1.26	75–85%	5–15	12,000–14,000
Brometo de polissulfeto	~ 30	1.36	~60–75%	15	> 2000

Fonte: FAN et al. (2020)

2.4 Aprofundamento do dispositivo

2.4.1 Sistema Fotovoltaico

Segundo GAZOLI; VILLALVA (2012), os sistemas fotovoltaicos possuem a capacidade de gerar corrente elétrica utilizando a energia térmica provida pelo sol, a corrente gerada é processada por controladores e conversores e posteriormente podendo ser armazenada em dispositivos de armazenamento como baterias. Os autores também afirmam que a energia fotovoltaica é uma das fontes de energia que mais cresce em todo o mundo. No Brasil, a energia fotovoltaica se apresenta com um rendimento mais regular que a energia eólica, e a mesma pode ser empregada em todo território brasileiro, por causa das elevadas taxas de irradiação encontradas em todas regiões. Contudo, as regiões Nordeste e Centro-Oeste apresentam maior potencial de aproveitamento enquanto a região Sul se mostra a menos privilegiada, mesmo apresentando insolações melhores do que países que empregam largamente este tipo de energia GAZOLI; VILLALVA (2012).

No artigo de YANG et al. (2017) é citado as vantagens do sistema fotovoltaico como a

possibilidade de geração de energia sem emissão de carbono e quando junto ao sistema de armazenamento pode-se reduzir a probabilidade de flutuação de energia e controle e estabilidade da tensão pelo ajuste dinâmico de potência ativa e reativa.

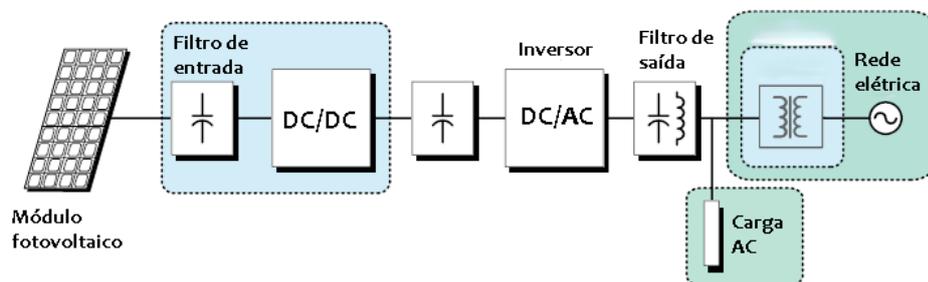
GAZOLI; VILLALVA (2012) define o conceito de radiação solar como ondas eletromagnéticas de frequência e comprimentos de ondas diferentes geradas pelo sol. Assim, a energia transmitida é associada a frequência, como demonstrado na equação 2.1, e inversamente proporcional ao seu comprimento de onda. Onde E representa a energia da onda, f a frequência em hertz e h uma constante física de proporcionalidade denominada Constante de Planck.

$$E = h \times f \quad (2.1)$$

De acordo com GAZOLI; VILLALVA (2012), o conjunto de todas as frequências de ondas eletromagnéticas emitidas pelo sol recebem o nome de espectro solar, este que transporta energia que é captada na forma de luz ou calor. Determinados materiais, como semicondutores, quando em contato com a energia eletromagnética podem ter suas propriedades elétricas alteradas ou originar correntes e tensões elétricas. A transformação da radiação eletromagnética fornecida pelo sol em energia elétrica denomina-se efeito fotovoltaico, assim criando uma diferença de potencial e quando há a existência de um caminho elétrico é gerada uma corrente elétrica.

WOLFE (2018) separa os sistemas fotovoltaicos em duas configurações, sendo um para sistemas únicos utilizando energia contínua, e outro com energia alternada que geralmente é conectado a rede exigindo a existência de um inversor. A Figura 5 demonstra o sistema fotovoltaico para estas operações.

Figura 5: Esquemático do sistema fotovoltaico



Fonte: MALINOWSKI; LEON; ABU-RUB (2019)

2.4.1.1 Painel Fotovoltaico

Pela definição de GAZOLI; VILLALVA (2012), o painel fotovoltaico, chamado também como módulo fotovoltaico, é o conjunto de células montadas sobre uma estrutura rígida e co-

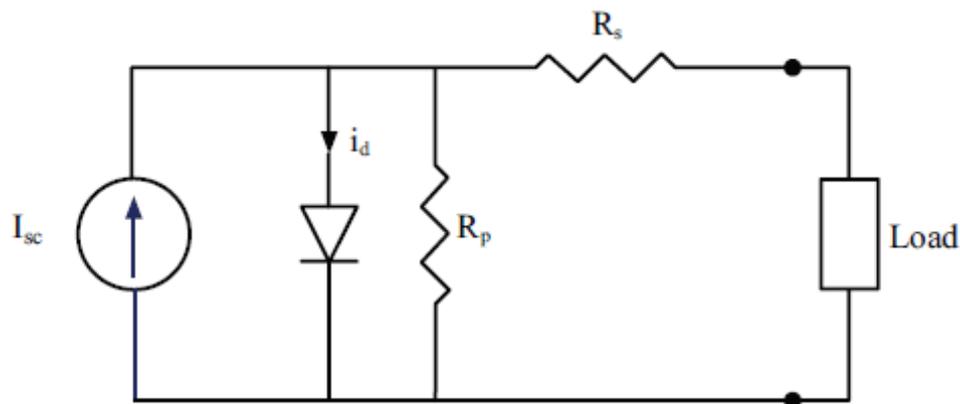
nectadas eletricamente. Elas são normalmente conectadas em séries para produzir maiores valores de tensão elétrica, isto devido a tensão gerada pela célula que chega até aproximadamente 0,6 Volts. O autor afirma que os módulos de silício cristalino fornecem uma potência de 50 a 300 Watts, com tensões máxima de aproximadamente 40 Volts, já os de filme finos fornecem uma potência de 50 a 110W, chegando a tensões elétricas de até aproximadamente 70 Volts. O segundo módulo citado é formada por uma célula única com dimensões do próprio módulo e é mais difícil de ser utilizado por possuir baixas correntes de saída.

WOLFE (2018) descreve a célula fotovoltaica, como o principal componente ativo de um sistema de energia solar. Ela produz energia com a transferência de energia dos fótons de luz para os elétrons carregados negativamente encontrados em seu material semicondutor, este processo permite que os elétrons se libertem deixando o átomo residual com uma carga positiva. Devido a construção das células fotovoltaicas, as cargas positivas e negativas produzidas são atraídas para superfícies distintas e através de grades condutoras são levadas a fios para conduzir o fluxo de corrente contínua com o intuito de alimentar um circuito externo.

A eficiência das células fotovoltaicas, de acordo com MALINOWSKI; LEON; ABU-RUB (2019), é relativamente baixa e difere de acordo com a sua matéria-prima. Células monocristalinas possuem uma eficiência superior a 16%, já as de silício policristalino, mesmo sendo populares pelo seu baixo custo, possuem uma eficiência inferior. Este cenário gera uma necessidade significativa de pesquisas e desenvolvimentos nesta área, o que esta se demonstrando promissor devido ao aumento da eficiência dos módulos fotovoltaicos em aproximadamente 5% nos últimos 10 anos.

O circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica é apresentado por VILATHGAMUWA; NAYANASIRI; GAMINI (2015) na Figura 6, onde R_s demonstra os efeitos da resistência da grade metálica, a resistência do próprio material semicondutor e a resistência dos contatos metálicos. Já a resistência em paralelo R_p representa os efeitos de vazamento ao redor da borda, pequenos curto-circuitos metálicos e caminhos de difusão.

Figura 6: Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica



Fonte: VILATHGAMUWA; NAYANASIRI; GAMINI (2015)

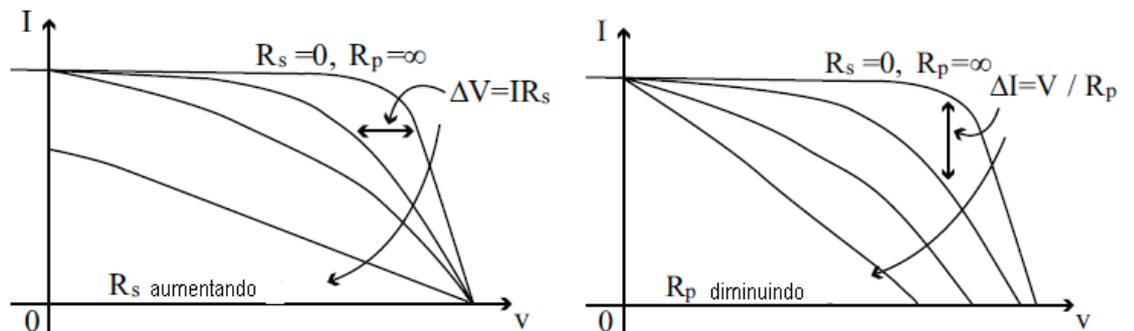
A relação tensão-corrente de uma célula fotovoltaica com foto geração de corrente é mostrada por VILATHGAMUWA; NAYANASIRI; GAMINI (2015) e GORANOVA; DIMITROV (2014) na equação 2.2, e seu comportamento conforme a variação de R_p e R_s pela Figura 7.

$$I = I_{sc} - I_0 \left(e^{\frac{qV_d}{kT}} - 1 \right) - \left(\frac{V + (I \times R_s)}{R_p} \right) \quad (2.2)$$

Onde:

- I_0 : Corrente de saturação do diodo;
- q : Carga do elétron;
- V_d : Soma das tensões sobre R_p e R_s ;
- k : Contante de Boltzmann;
- T : Temperatura absoluta;
- I_{sc} : Corrente de curto-circuito da célula fotovoltaica;

Figura 7: Características da relação corrente-tensão considerando os efeitos de R_s e R_p



Fonte: VILATHGAMUWA; NAYANASIRI; GAMINI (2015)

Como existe a necessidade de conexão entre as células fotovoltaicas VILATHGAMUWA; NAYANASIRI; GAMINI (2015) representa matematicamente a relação tensão-corrente em uma ligação série de m células pela equação 2.3, e numa ligação paralelo de n células pela equação 2.4.

$$I_{serie} = I_{sc} - I_0 \left(e^{\frac{qV_{serie}}{kTm}} - 1 \right) \quad (2.3)$$

$$I_{paralelo} = nI_{sc} - nI_0 \left(e^{\frac{qV_{paralelo}}{kT}} - 1 \right) \quad (2.4)$$

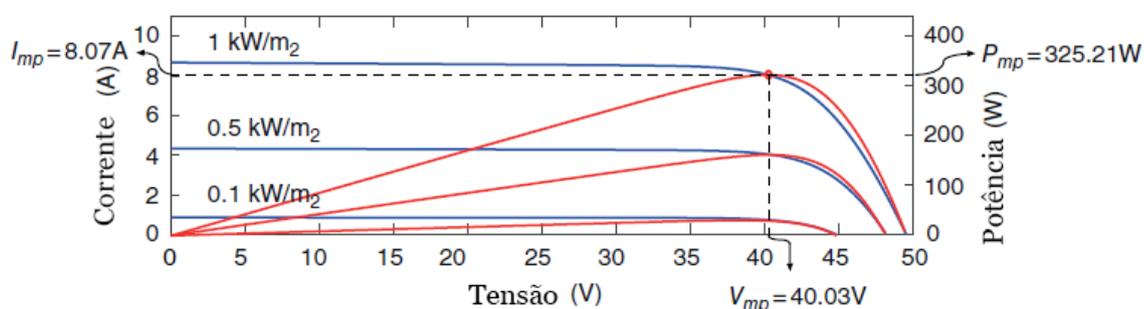
MALINOWSKI; LEON; ABU-RUB (2019) afirma que o comportamento dos painéis fotovoltaicos dependem fortemente de dois fatores, sendo esses a radiação solar e condições de

temperatura. Este fatores alteram o ponto de máxima potência (*mpp*), o qual permite a extração da maior quantidade de energia fornecida pelo sol.

- Radiação Solar

Como citado por GAZOLI; VILLALVA (2012), a corrente máxima fornecida pelo módulo varia proporcionalmente à irradiância sobre ele. Assim, quando submetido a uma baixa radiação solar, sua geração de energia é reduzida severamente. A Figura 8 encontrada no artigo de MALINOWSKI; LEON; ABU-RUB (2019) demonstra a interferência da variação de irradiância sobre a curva de tensão por corrente.

Figura 8: Comportamento do painel fotovoltaico dependendo da irradiação



Fonte: MALINOWSKI; LEON; ABU-RUB (2019)

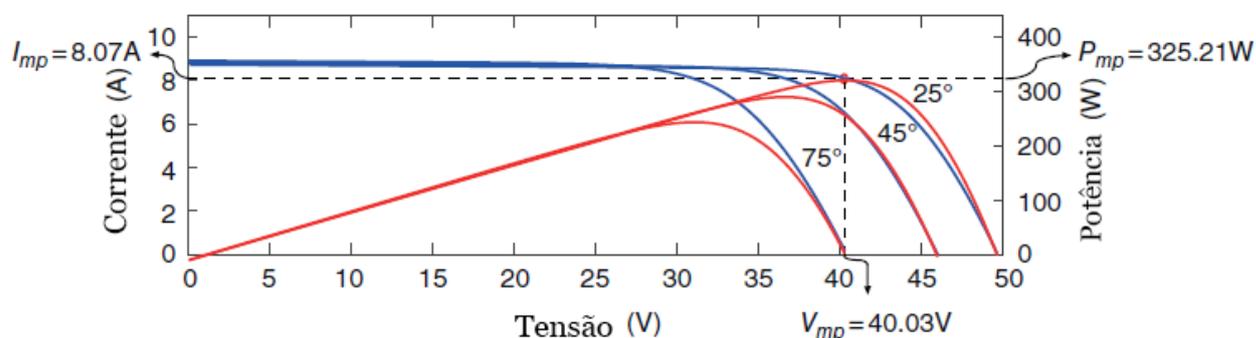
- Temperatura

De acordo com GAZOLI; VILLALVA (2012), a temperatura influencia na tensão fornecida pelo painel em seus terminais, assim variando sua potência de saída. Como a corrente elétrica não se altera com a variância desse parâmetro e o módulo fornece maiores tensões em temperaturas mais baixas, a potência fornecida diminui em locais mais quentes. A Figura 9, fornecida por MALINOWSKI; LEON; ABU-RUB (2019) demonstra o comportamento da curva de tensão por corrente quando submetida a uma variação de temperatura.

GAZOLI; VILLALVA (2012) afirma que no Brasil as taxas de irradiação solar se encontram elevadas em todas as regiões, sendo as que possuem maiores potenciais de aproveitamento são a Nordeste e Centro-Oeste, e a região menos privilegiada é a Sul. Contudo, ela ainda possui insolações melhores do que em países onde a energia solar fotovoltaica é largamente empregada. Em comparação com a Alemanha, que é um dos principais países a utilizar esta fonte de energia, sua irradiação diária no local de melhor insolação é cerca de $3,5 kWh/m^2$, já no Brasil a insolação varia entre $4,5 kWh/m^2$ e $6 kWh/m^2$.

De acordo com GAZOLI; VILLALVA (2012), a irradiação solar na superfície terrestre é tipicamente $1 kW/m^2$ e este valor é adotado como padrão na indústria fotovoltaica para especificação de células e módulos fotovoltaicos, sendo assim mencionada na grande maioria de

Figura 9: Comportamento do painel fotovoltaico dependendo da temperatura



Fonte: MALINOWSKI; LEON; ABU-RUB (2019)

catálogos de fabricantes de dispositivos fotovoltaicos e utilizada para modelagem matemática nos softwares de simulações. Como neste estudo é desejado utilizar valores reais de insolação não é possível estimar o valor típico de irradiação solar na superfície terrestre, assim ferramentas como mapa de irradiação e softwares para dimensionamento de sistemas solares estão disponíveis para fornecer estes dados. Os softwares fornecem valores exatos de insolação para uma determinada localização geográfica em um determinado mês do ano, sendo o mais recomendável a ser utilizado por causa da sua precisão.

2.4.1.2 Inversor

MALINOWSKI; LEON; ABU-RUB (2019) denomina os inversores fotovoltaicos como conversores CC-CA, onde a corrente máxima dos dispositivos gerenciados por ele limitam a potência máxima do sistema fotovoltaico. Atualmente, fabricantes de painéis fotovoltaicos desenvolveram inversores capazes de gerenciar uma potência elétrica de até 150kW. Por causa do painel fotovoltaico fornecer baixas tensões, um conversor CC-CC é instalado antes da etapa de inversão.

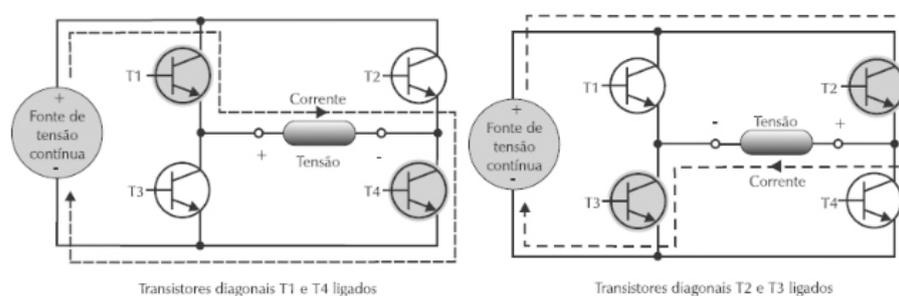
As arquiteturas dos sistemas de conversão são separados por VILATHGAMUWA; NAYANASIRI; GAMINI (2015) em duas categorias: centralizada e distribuída. A arquitetura centralizada pode ser separada em configurações como:

- Configuração Central: Neste modelo uma série de painéis fotovoltaicos são conectados em paralelo, VILATHGAMUWA; NAYANASIRI; GAMINI (2015) cita que pelo motivo dos painéis fotovoltaicos não possuírem características de operações idênticas, devido a vários fatores como fabricantes diferentes, esta configuração pode ocasionar em problemas de performance e uma eficiência abaixo do esperado
- Configuração de corda: Este modelo como citado por VILATHGAMUWA; NAYANASIRI; GAMINI (2015), pode ser utilizado como solução para o problema apresentado

pela configuração central, já que os inversores são separados para integrar cada linha de painéis fotovoltaicos, assim amenizando suas divergências de operação.

O princípio de funcionamento de um inversor de acordo com GAZOLI; VILLALVA (2012) é baseado em uma fonte de tensão, como o painel fotovoltaico, conectado a um conjunto de chaves ou transistores. A polarização da corrente elétrica é formada através da alternância de acionamento dos transistores ligados a saída do inversor como demonstrado na Figura 10. Com este processo é obtida a produção de tensão e corrente alternada a partir de uma fonte de corrente contínua.

Figura 10: Funcionamento do inversor



Fonte: GAZOLI; VILLALVA (2012)

2.4.2 Sistema de Armazenamento

No artigo de MALINOWSKI; LEON; ABU-RUB (2019) é citada a necessidade de um sistema de armazenamento devido a intermitência da energia fotovoltaica, na qual pode ser classificada como local para capacidade de armazenamento de até 50kWh ou distribuída para valores superiores a este. O maior sistema de armazenamento utilizando bateria de íon de lítio é a reserva de energia de Hornsdale, situado na Austrália e possui a capacidade de armazenamento de 129MWh. O autor enfatiza a importância dos componentes eletrônicos no sistema, já que eles permitem o controle de potência ativa e reativa fornecida ou absorvida da rede e controle da potência individual por fase.

Como citado no parágrafo anterior, VILATHGAMUWA; NAYANASIRI; GAMINI (2015) também mostram a necessidade do sistema de armazenamento devido a inconsistência de energia gerada, por causa da variação de irradiância, presença de nuvens e a mudança do ângulo de incidência da luz, e a demanda de energia dos consumidores que não se comporta de uma maneira constante. Com a ausência de um dispositivo de armazenamento é encontrado desequilíbrio de potência gerada e consumida gerando flutuações de tensão, as quais são prejudiciais aos equipamentos conectados ou quando transferidas a rede elétrica podem causar instabilidade no sistema. Portanto, as tecnologias de armazenamento de energia podem absorver flutuações

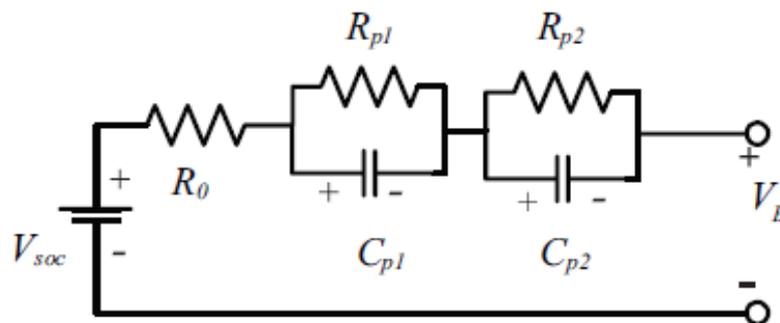
de energia a curto prazo, enquanto a previsão de energia solar auxilia a otimização do uso destes dispositivos.

Uma das principais atuações dos sistemas de armazenamento de acordo com VILATHGAMUWA; NAYANASIRI; GAMINI (2015) esta relacionado a transferência de carga, este consiste no armazenamento de energia durante períodos de baixa demanda e fornecimento durante períodos de alta demanda. Em condições de baixa tensão da rede a quantidade de energia que pode ser injetada é reduzida, resultando no acúmulo de energia no sistema fotovoltaico, como consequência disso ocorre instabilidade e estresse no sistema conversor de energia. Por isso, sistemas de armazenamento são utilizados para reter o excesso de energia e manter o sistema estável durante seu período de recuperação.

Os autores VILATHGAMUWA; NAYANASIRI; GAMINI (2015) e ALAOUI; ZINEDDINE; NOURDDIN (2017) utilizam um sistema de modelagem de bateria que pode ser representado pela Figura 11, onde a tensão de circuito aberto da bateria é representada por V_{SOC} e é uma função do estado de carga em que se encontra o dispositivo. O parâmetro R_0 representa as perdas ôhmicas, também conhecido como perdas por efeito Joule, este é originado pelos fios condutores e os coletores de corrente. Por fim, os capacitores definem a carga já armazenada na bateria. A modelagem matemática deste sistema é realizada por ALAOUI; ZINEDDINE; NOURDDIN (2017) e transcrita na a equação 2.5. As perdas encontradas neste dispositivo geram calor que devem ser removidas quando é utilizado a bateria de íon de lítio, assim mantendo a temperatura de operação em níveis aceitáveis e seguros.

$$V_b(n) = V_{soc}(SOC(n)) - I(n) \times R_0 - U_1(n) - U_2(n) \quad (2.5)$$

Figura 11: Circuito equivalente da bateria



Fonte: MALINOWSKI; LEON; ABU-RUB (2019)

DUGAN; TAYLOR; MONTENEGRO (2016) apresentam o software OpenDSS como ferramenta para a simulação do elemento de armazenamento encontrado no sistema de armazenamento, este possibilitando a análise de sequência de tempo podendo analisar qualquer recurso ou carga que altere significativamente a curva de demanda diária do consumidor. Os ciclos de carga e descarga encontrados nos dispositivos geram perdas, os quais possui um papel relevante

na análise de custo do sistema, estas perdas também se encontram no período ocioso do equipamento geradas por fatores como a temperatura do próprio dispositivo. Por apresentar estas características, o modelo encontrado no software se mostra eficaz para estudar a utilização de armazenamento de energia como compensação para fontes que possuem um comportamento intermitente, como a geração fotovoltaica.

2.4.2.1 Circuito Controle

No artigo de ALAOUI; ZINEDDINE; NOURDDIN (2017), o circuito de controle define o modo de operação da bateria através da utilização de um microcontrolador. O controlador usa sensores para monitorar o SAE, recebendo parâmetros de entrada como corrente, tensão e temperatura. Como a carga demandada é sazonal e altamente variável, o circuito de controle utiliza algoritmos implementados no microcontrolador para previsão da curva de demanda.

O controle implementado por ALAOUI; ZINEDDINE; NOURDDIN (2017) necessita saber a quantidade de energia já armazenada no SAE, assim ajustando o estado de carga (*SOC*) de acordo com a necessidade do dispositivo. A estimativa do estado de carga é dada pela equação 2.6 sendo que Q_0 representa a capacidade inicial de armazenamento. Também é necessário estimar a vida útil restante do dispositivo, para este parâmetro é calculado o estado de saúde (*SOH*) do dispositivo através da equação 2.7, sendo Q_i a capacidade de armazenamento do dispositivo no tempo i .

$$SOC(t) = \frac{\int_t^t I_{BATT}(\tau) d\tau}{Q_0} \times 100 \quad (2.6)$$

$$SOH = \frac{Q_i}{Q_0} \times 100 \quad (2.7)$$

2.4.2.2 Degradação da Bateria

GAZOLI; VILLALVA (2012) denomina a vida útil da bateria como o número de ciclos de carga e descarga que o dispositivo pode realizar. Durante estes ciclos, o material presente na placa metálica é transferido para seus terminais, assim quando há a separação entre o material e o eletrodo ele não pode ser utilizado novamente. Como consequência, o equipamento acaba se desgastando, principalmente quando existe uma descarga muito profunda. Para amenizar a degradação da bateria, procedimentos como manutenção do estado de carga, operação em ambientes de temperatura controlada e uso de controlador de carga para prevenção de sobrecargas e descargas muito profundas são utilizados.

A vida útil de uma bateria de acordo com KHALID MEHMOOD et al. (2017), não é fixa e depende de fatores como temperatura, nível de descarga e corrente de carga e descarga. O autor, relaciona o aumento de temperatura com a taxa constante da reação química pela equação de

Arrhenius, demonstrada pela equação 2.8. Seguindo esta equação, E_a representa a energia requerida para uma reação química, R a constante do gás, T a temperatura em Kelvin e λ_b o fator pré-exponencial, o qual detalha a taxa de colisão das moléculas reagentes. No artigo, o autor afirma que tanto às temperaturas baixas como altas afetam a performance da bateria.

$$\varepsilon_{R(b)} = \lambda_b \frac{-E_a(b)}{R \times T} \quad (2.8)$$

O nível de descarga (DOD) reduz significativamente a vida útil do dispositivo, sendo benéfico realizar um descarregamento parcial. Para estimar o DOD é utilizado o método de contagem de Coulomb demonstrado nas equações 2.10 e 2.9, Os quais são dependentes da corrente I_{Batt} e a capacidade de armazenamento Q_r da bateria. Após a resolução da equação, é possível deduzir o ciclo de vida através do parâmetro obtido, para isto é aplicada a equação 2.11 KHALID MEHMOOD et al. (2017).

$$\Delta DOD(t) = \left(\frac{\int_t^{t+\tau} I_{Batt} dt}{Q_r} \right) \times 100\% \quad (2.9)$$

$$DOD(t) = DOD(t) + \Delta DOD(t - 1) \quad (2.10)$$

$$B_{LC} = 1783.8 \times (DOD)^{-1.4832} \quad (2.11)$$

Por fim, KHALID MEHMOOD et al. (2017) citam que a vida útil da bateria é afetada negativamente ao extrair ou fornecer altas correntes para o dispositivo, já que como consequência ocorre o aumento da resistência interna, causando redução da capacidade de armazenamento.

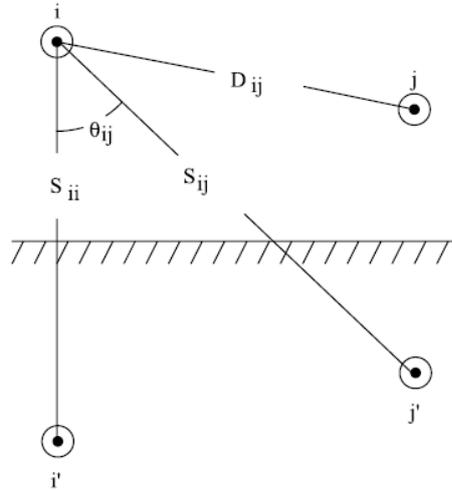
2.4.3 Linhas de distribuição

KERSTING (2001) afirma que por causa do alimentador de distribuição ser desequilibrado não se deve fazer suposições para o espaçamento entre condutores, tamanho deles e transposição. Um método para determinar as impedâncias próprias e mútuas são as equações de Carson, a qual assume que a Terra é um sólido infinito e uniforme, com uma superfície superior plana e uma resistividade constante. Como mostrado na Figura 12, Carson assume que para todo condutor a uma determinada distância acima do solo existe um condutor na mesma distância abaixo do solo.

Segundo a figura 12, as equações de Carson de impedância própria e mútua dos condutores são dada pelas equações 2.12 e 2.13, e os parâmetros X_i , P_{ij} , Q_{ij} e k_{ij} são definidos pelas equações 2.14, 2.15, 2.16 e 2.17.

$$z_{ii} = r_i + 4wP_{ii}G + j(X_i + 2wG \times \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} + 4wQ_{ii}G) \quad (2.12)$$

Figura 12: Ilustração dos condutores segundo Carson



Fonte: KERSTING (2001)

$$z_{ij} = 4wP_{ij}G + j(2wG \times \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} + 4wQ_{ij}G) \quad (2.13)$$

$$X_i = 2wG \times \ln \frac{RD_i}{GMR_i} \quad (2.14)$$

$$P_{ij} = \frac{\pi}{8} \quad (2.15)$$

$$Q_{ij} = -0.03860 + \frac{1}{2} \times \ln \frac{2}{k_{ij}} \quad (2.16)$$

$$k_{ij} = 8.565 \times 10^{-4} \cdot S_{ij} \cdot \sqrt{\frac{f}{\rho}} \quad (2.17)$$

Onde:

- z_{ii} : Impedância própria do condutor;
- z_{ij} : Impedância mutua entre dois condutores;
- r_i : Resistividade do condutor;
- w : Frequência angular do sistema;
- G : Resistividade 0.1609344×10^{-3} ;
- RD_i : Raio do condutor;
- GMR_i : Raio médio geométrico do condutor;

- f : Frequência do sistema;
- ρ : Resistividade da Terra.

Substituindo os parâmetros definidos dentro das equações 2.12 e 2.13, assumindo uma frequência do sistema de 60Hz, a resistividade da Terra de 100 Ohms-metro e D_{ij} a distância entre os condutores, as equações finais de Carson são dadas pelas equações 2.18 e 2.19.

$$z_{ii} = r_i + 0.09530 + j0.12134 \left(\ln \frac{1}{GMR_i} + 7.93402 \right) \quad (2.18)$$

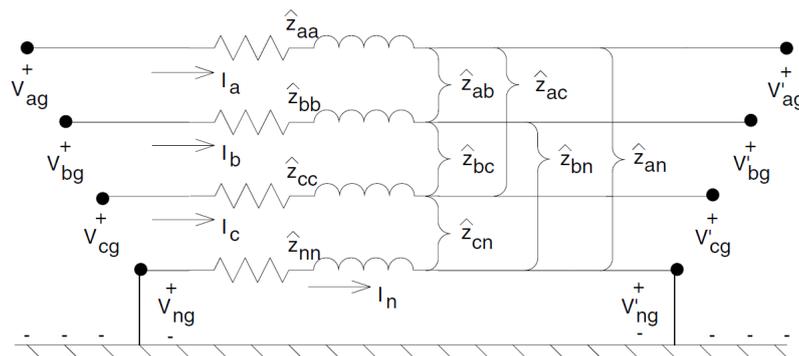
$$z_{ij} = 0.09530 + j0.12134 \left(\ln \frac{1}{D_{ij}} + 7.93402 \right) \quad (2.19)$$

Obtida as equações 2.18 e 2.19 podem ser encontrados os valores dos elementos de uma matriz de impedância de n condutores, demonstrada na equação 2.20. Como um segmento de linha de distribuição em estrela aterrado de quatro fios resulta em uma matriz 4x4 é necessário utilizar a redução de Kron.

$$[z_{primitiva}] = \begin{bmatrix} [z_{ij}] & [z_{in}] \\ [z_{nj}] & [z_{nn}] \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

A redução de Kron possui a função de reduzir uma matriz impedância e para possibilitar esta interpretação é necessário assumir que os neutros estão aterrados, como demonstrado na Figura 13:

Figura 13: Segmento de linha em estrela de quatro fios aterrado



Fonte: KERSTING (2001)

A matriz do sistema é representada pela equação 2.21 :

$$\begin{bmatrix} [V_{abc}] \\ [V_{ng}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [V'_{abc}] \\ [V'_{ng}] \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} [z_{ij}] & [z_{in}] \\ [z_{nj}] & [z_{nn}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [I_{abc}] \\ [I_n] \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Considerando que a tensão V_{ng} vale zero e isolando I_n pode-se representar a tensão pela equação 2.23:

$$[V_{abc}] = [V'_{abc}] + [Z_{abc}] \times [I_{abc}] \quad (2.22)$$

$$[V_{abc}] = [V'_{abc}] + ([Z_{ij}] - [Z_{in}] \times [Z_{nn}]^{-1} \times [Z_{nj}]) \times [I_{abc}] \quad (2.23)$$

Por fim, é obtida a matriz admitância Z_{abc} da forma final pela redução de Kron demonstrada na equação 2.24:

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

2.4.4 Gerenciamento de carga

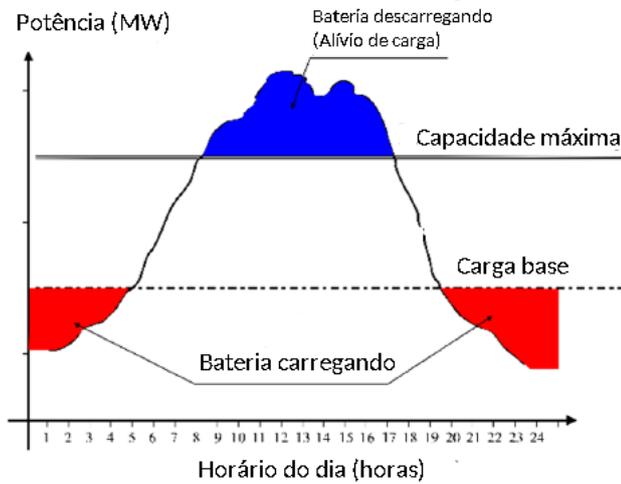
Segundo LEVRON; SHMILOVITZ (2012), já é existente o conhecimento sobre os picos de potências e seus desafios no design de sistemas de energia, sendo necessário dispositivos de armazenamento para diminuir esses valores e obter um melhor gerenciamento de energia. Conforme o aumento da demanda por energia, este problema se torna mais crítico e o sistema denominado *peak shaving* é aplicado. O sistema de otimização de gerenciamento de energia é de grande interesse no contexto de planejamento de sistemas de energias e encontrado em exemplos como veículos híbridos por usarem baterias secundárias em suporte ao motor principal.

KARMIRIS; TENGNÉR (2013) definem o *peak shaving* como uma das aplicações de armazenamento de energia de grande importância nos sistemas de *smart grid*, tendo como objetivo amenizar os picos fornecimento de energia para um conjunto de cargas variáveis. Também citado pelo autor, a redução no custo de energia pode ser amenizado quando o pico de carga coincide com o pico do preço do fornecimento de energia.

Os picos de energia são resultado da desigualdade do perfil de carga dos consumidores, assim dimensionando o sistema para estes picos de cargas existirá outros períodos de consumo onde ele é subutilizado. Como consequência, os custos extras para acompanhar o pico de demanda são repassados aos clientes na forma de taxa de energia. De acordo com KARMIRIS; TENGNÉR (2013), os SAEs podem reduzir este pico através de estados de carregamento e descarga como demonstrado na Figura 14.

Analisando a figura fornecida por ALAOU; ZINEDDINE; NOURDDIN (2017), se torna evidente a necessidade do conhecimento da curva de demanda para a implementação do método *peak shaving*. No artigo do autor, o método utilizado é o *Holt – Winters* que lida com uma série de dados que possuem valor, uma tendência e um único ciclo para a previsão de dados futuros, as informações fornecidas denominam-se como padrão sazonal. Definido os valores de ciclos de *Holt – Winters* e obtido os valores para um determinado período de amostragem, são aplicadas as relações de atualização para o modelo multiplicativo, representados pelas equações 2.25, 2.26, 2.27, 2.28 e 2.29.

Figura 14: Princípio do alívio de carga



Fonte: ALAOUI; ZINEDDINE; NOURDDIN (2017)

$$S_t = \alpha \left(\frac{X_t}{D_{t-s1} - W_{t-s2}} \right) + (1 - \alpha)(S_{t-1} + T_{t-1}) \quad (2.25)$$

$$T_t = \gamma(S_t - S_{t-1}) + (1 - \gamma)T_{t-1} \quad (2.26)$$

$$D_t = \delta \left(\frac{X_t}{S_t W_{t-s2}} \right) + (1 - \delta)D_{t-s1} \quad (2.27)$$

$$W_t = w \left(\frac{X_t}{S_t D_{t-s1}} \right) + (1 - w)W_{t-s2} \quad (2.28)$$

$$X_t(k) = (S_t + kT_t)D_{t-s1+k}W_{t-s2+k} \quad (2.29)$$

Onde:

- S_t : Nível local;
- X_t : Carga em observação;
- $X_{t(k)}$: Previsão utilizando o degrau k ;
- T_t : Tendência local;
- D_t : Fator sazonal diário;
- W_t : Fator sazonal semanal;
- $\alpha, \gamma, \delta, w$: constantes de suavização para o nível.

O método de alívio de carga proposto por BOYOUK; MUNZKE; HILLER (2018) consiste em deduzir os picos de cargas pela descarga da bateria, minimizando a potência total da rede. O valor da potência fornecida pela bateria é dada pela diferença entre a potência da carga e a da rede. Para aplicação desse método é necessário o controle da carga e descarga da bateria, para isso são definidos limites do seu estado de carga, possibilitando a análise da condição de descarga do dispositivo. No caso do artigo citado, os limites selecionados foram de 8% para mínimo e 96% para o máximo e um controle proporcional integral derivativo foi aplicado ao sistema de controle. Através desses procedimentos foi obtida a equação 2.30, onde a $P_{bat,descarregar}$ é dada pela diferença entre a potência de carga e a potência limite.

$$P_{bat,descarregar} = \begin{cases} PID(P_{th}) & Limite_{min} < SOC < Limite_{max} \\ 0 & SOC < Limite_{min} \quad \& \quad SOC > Limite_{max} \end{cases} \quad (2.30)$$

Durante o carregamento da bateria é necessário definir a carga máxima e posteriormente sua taxa de carregamento. No artigo de BOYOUK; MUNZKE; HILLER (2018), em função da bateria de íon de lítio envelhecer mais rapidamente quando possui um valor de SOC alto, são escolhidos limites de estado de carga e definição de períodos de tempo baseados na curva de carga para habilitar o carregamento do dispositivo. Por fim, é realizada a definição do limite de potência denominado P_{th} , inicialmente um valor é definido para quando o sistema é reiniciado. O valor inicial de P_{th} é estimado a partir da capacidade da bateria e dos dados históricos de carga, mas conforme a carga se apresenta uniforme este valor se torna variável. Contudo, é necessário a determinação de períodos de tempo denominados como hora de início (t_s), hora de término (t_e) e análise dos valores prévios de P_{th} para a atualização deste parâmetro. A equação 2.31 demonstra o cálculo do limite de potência para diferentes condições.

$$P_{th,out} = \begin{cases} \frac{t_e-t}{t-t_s} \times P_{th,in} & \text{BateriaVazia} \\ P_{th,in} - 10 & P_{carga} < P_{th,in} \quad \& \quad t > t_s + 2 \end{cases} \quad (2.31)$$

2.5 Softwares de modelagem

O modelo de bateria de TREMBLAY; DESSAINT; DEKKICHE (2007) foi integrado a biblioteca *SimPowerSystems* da ferramenta Matlab-Simulink. Esta possui uma interface amigável que permite o usuário inserir parâmetros padronizados, em seguida, os parâmetros necessários do modelo são calculados automaticamente. A biblioteca disponibiliza quatro conjuntos de parâmetros pré-definidos, os quais podem ser alterados para associar uma bateria específica, assim possibilitando representar o comportamento dos dispositivos. O usuário após a simulação pode comparar a curva de descarga e carga obtida com a fornecida pelo fabricante.

No artigo de YAO et al. (2013), o Matlab-Simulink é definido como uma poderosa ferramenta de simulação para projeto de circuitos e sistemas, fornecendo uma grande quantidade

de ferramentas e blocos de simulações simples e de fácil manuseio. Conforme já citado, a biblioteca utilizada foi a *SimPowerSystems*, que demonstra dificuldades em caracterizar o desempenho não-linear de corrente e tensão da bateria.

As simulações fornecidas por MATHWORKS (2020) através da ferramenta Matlab-Simulink incluem estimativa de potência ou fluxo de carga, inicialização da máquina, injeção de falha em curto-circuito e circuito aberto, análise transiente, controle de unidades geradoras e otimização do fluxo e qualidade da energia. A ferramenta desenvolve controles de potência complexos capazes de maximizar o desempenho e atender aos requisitos regulamentares.

O sistema de análise do ETAP (2020) permite a análise de fluxo de carga principal para avaliação de demanda, análise de fluxo de energia, perdas, correção do fator de potência e cálculos de queda de tensão. Dentro de sua biblioteca possui modelos de fluxo de carga desequilibrado e séries temporais como energia solar e eólica. Os modelos de dispositivos de armazenamento fornecem estimativa de parâmetros para baterias como íon de lítio e chumbo-ácido, e a verificação do desempenho de ciclo de trabalho e da capacidade da bateria em situações operacionais. Por fim, a ferramenta se mostra completa para análise de fluxos de potência e dispositivos de armazenamento, tendo como desvantagem seu custo de aquisição.

O modelo do dispositivo de armazenamento utilizado no OpenDSS permite operar no modo autônomo ou junto a um controlador responsável pela sua carga e descarga. EPRI (2019) descreve a principal característica do modelo de armazenamento como os modos de simulação variáveis no tempo, sendo eles diário, anual e ciclo de serviço. Os modos diário ou anual destinam-se a analisar problemas relacionados à energia durante um período de tempo, com tamanhos de intervalos de tempo de vários minutos a uma hora. O modo ciclo de serviço destina-se ao estudo da eficácia do armazenamento de energia para compensar variações de energia como durante transientes na nuvem que afetam a geração de energia solar fotovoltaica.

EPRI (2013) afirma que o modelo de geração fotovoltaica do OpenDSS se mostra eficaz para simulações com etapas de amostras maiores que um segundo. A modelagem dos componentes individuais como painel fotovoltaico e inversor, se torna simplificada, pois o modelo assume que o inversor é capaz de encontrar o ponto de máxima potência rapidamente. A ferramenta se mostra eficaz e completa além de ser código aberto, portanto ela será utilizada para o desenvolvimento deste trabalho.

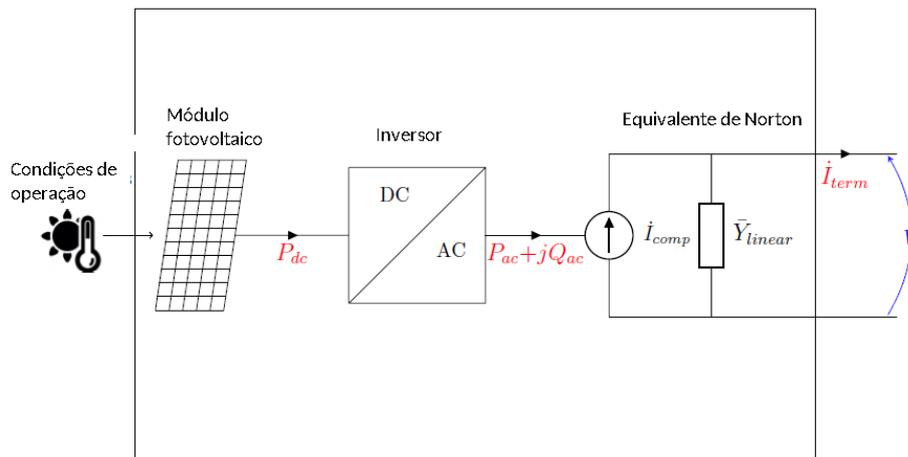
2.6 Modelos no OpenDSS

2.6.1 Sistema fotovoltaico

O software OpenDSS utiliza um modelo de sistema fotovoltaico que integra o painel com o inversor, sendo utilizado para o estudo de impactos no sistema de distribuição, este demonstrado na Figura 15. EPRI (2013) afirma que este modelo consegue encontrar o ponto de máxima potência (*mpp*) dentro da curva de corrente por tensão elétrica. Para a parametrização do sis-

tema, a potência ativa é modelada em função da curva de temperatura, irradiância e a potência nominal no ponto de máxima potência (P_{mpp}). A eficiência do inversor para a potência e tensão de operação também é considerada e a simulação realizada pelo OpenDSS é útil para passos de tempos superiores a um segundo.

Figura 15: Diagrama de blocos do modelo do sistema fotovoltaico



Fonte: EPRI (2020)

2.6.1.1 Painel fotovoltaico

EPRI (2020) define o mpp no painel fotovoltaico para uma determinada irradiação de acordo com a curva de potência por temperatura, a qual possui um fator de correção em p.u da P_{mpp} , o qual varia de acordo com a temperatura.

Em relação a potência reativa, EPRI (2013) afirma que ela é especificada separadamente da potência ativa e deve ser definida por um valor em quilovolt-ampere ou por um fator de potência. O modelo utilizado pelo OpenDSS mantém o fator de potência e a potência reativa fixos independente do valor da geração do painel fotovoltaico. Assim, apenas reduzindo a potência reativa quando a potência nominal do inversor é excedida.

Como demonstrado na Figura 15, EPRI (2020) define o modelo com um equivalente de Norton, onde a admitância linear é representada pelo Y_{system} e as características não lineares pela fonte de compensação de corrente. EPRI (2020) também informa que o OpenDSS visualiza o sistema fotovoltaico como um elemento de conversão de potência, que são definidos como elementos que geram ou recebem energia. Este tipo de elemento de acordo com EPRI (2013) possui variáveis de estado internas que podem ser consultadas e observadas conectando um elemento monitor ao seu sistema, estas são:

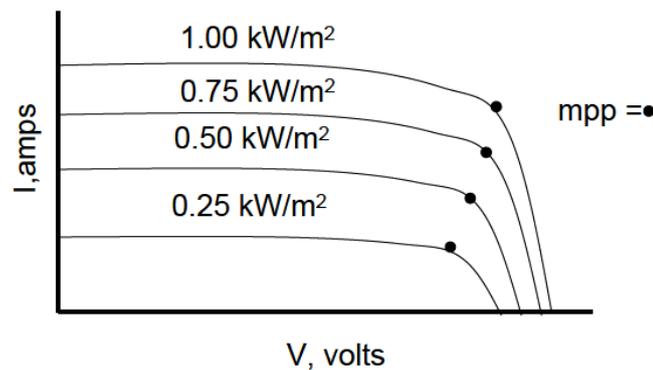
- *Irradiance*: A irradiação líquida após a aplicação do fator de forma da carga.
- *PanelkW*: Potência ativa na saída do painel considerando a irradiação e temperatura

- $P_TFactor$: O fator interpolado da curva Potência-Temperatura.
- $Efficiency$: O fator eficiência do inversor.

Para a definição das características utiliza-se curvas que indicam o comportamento dos parâmetros, os quais são lineares entre seus pontos definidos. Com o intuito de tornar a curva mais confiável, EPRI (2013) indica normalmente a utilização entre 4 e 5 pontos. A matriz de pontos inserida pode descrever a variação do P_{mpp} em relação a temperatura para uma irradiação fixa.

A Figura 16 mostra a curva de corrente por tensão para irradiações diferentes e temperaturas constantes. Nela é apontado o mpp para cada curva. O parâmetro do modelo é especificado para uma irradiação relativamente alta de $1kW/m^2$, assim tornando-se mais exato para altos valores da potência de saída EPRI (2013).

Figura 16: Curva i-v para diferentes valores de irradiação



Fonte: EPRI (2013)

Outro parâmetro a ser analisado é o fator de correção já mencionado por EPRI (2020). Na Figura 17 fornecida por EPRI (2013) é apresentada a curva do fator de correção pela temperatura.

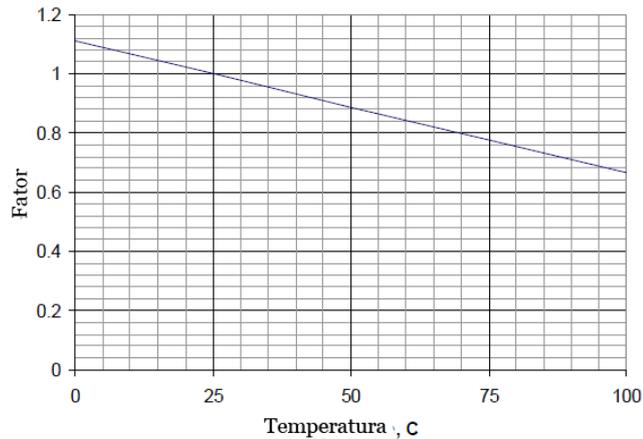
Com estes parâmetros definidos, pode ser encontrado o valor da potência ativa de saída do painel para o mpp pela equação 2.32 fornecida por EPRI (2013) no manual do desenvolvedor. Por trabalhar com intervalo de tempo é necessário multiplicar a irradiação base pela irradiação no instante de tempo EPRI (2020). Assim é obtida a equação 2.33.

$$P_{painel}(kW) = P_{mpp} \times Irradiance \times PTCurve \quad (2.32)$$

$$P_{dc}(t) = P_{mpp} \times Irradiance \times Irradiance(t) \times PTCurve(Temperature(t)) \quad (2.33)$$

Onde:

Figura 17: Curva fator de correção x temperatura



Fonte: EPRI (2013)

- $P_{dc}(t)$: Potência de saída do painel no intervalo de tempo;
- $P_{mpp}(1kW/m^2)$: Potência nominal no ponto de máxima potência;
- *Irradiance*: Valor da irradiação em PU no instante t_0 ;
- $Irradiance(t)$: Valor da curva de irradiação anual, diária ou de serviço no intervalo de tempo;
- *PTCurve*: Valor do fator de correção em relação a temperatura;
- $Temperature[t]$: Valor da curva de temperatura no intervalo de tempo;

2.6.1.2 Inversor

Segundo EPRI (2020) para obter a modelagem matemática do inversor presente no software OpenDSS é necessário definir o estado do inversor, assim analisando os seguintes parâmetros apresentado no modelo:

- $\%cutin$: Porcentagem da potência nominal do inversor, o qual liga quando $P_{dc}(t)$ for superior ao valor definido;
- $\%cutoff$: Porcentagem da potência nominal do inversor, o qual desliga quando $P_{dc}(t)$ for inferior a o valor definido.

Seguindo o manual fornecido por EPRI (2020), para o cálculo da potência ativa desejada na saída do inversor, deve-se verificar em qual estado ele se encontra e também levar em consideração a curva de eficiência (*EffCurve*) do mesmo. A potência de saída ($P_{ac}(t)$) é o resultado da multiplicação da $P_{dc}(t)$ pela *EffCurve* quando o inversor se apresenta ligado (ON), já

quando desligado (*OFF*) o valor de $P_{ac}(t)$ será igual a zero. Também é definido um limite máximo da potência de saída denominado como $P_{LimitMin}(t)$.

Em relação a potência reativa presente na saída (Q_{ac}) é definida separadamente da P_{ac} , esta pode ser especificada por um valor fixo de potência reativa ou por um valor fixo de fator de potência (FP), assim para o segundo caso mudando a potência reativa para manter o FP nominal. Como na potência ativa, o $Q_{ac}(t)$ possui valores limites, que definem quanta potência o pode ser absorvida ou fornecida à rede EPRI (2020).

Primeiramente EPRI (2020), calcula-se em qual faixa de operação o inversor esta trabalhando, para isso é necessário definir uma potência mínima e máxima, estas demonstradas nas equações 2.34 e 2.35.

$$P_{min} = \frac{pctP_{min}NoVars \times P_{mpp}}{100} \quad (2.34)$$

$$P_{max} = \frac{pctP_{min}kvarLimit \times P_{mpp}}{100} \quad (2.35)$$

Onde:

- $pctP_{min}NoVars$: Porcentagem da P_{mpp} , o inversor não pode absorver ou fornecer potência reativa quando P_{ac} for menor que o valor definido.
- $pctP_{min}kvarLimit$: Porcentagem da P_{mpp} , o inversor pode absorver ou fornecer potência reativa ao seu limite máximo quando P_{ac} for maior que o valor definido.

Uma vez definido as faixas de operação, os limites de $Q_{ac}(t)$ são calculados de acordo com cada caso, onde os parâmetros para o maior valor de potência reativa fornecida e absorvida da rede são denominados como $kvarLimit$ e $kvarLimitNeg$:

- Para $P_{ac}(t)$ menor que P_{min} o limite da potência reativa de saída ($Q_{Limit}(t)$) será zero.
- Para $P_{ac}(t)$ maior que P_{min} e menor que P_{max} o limite da potência reativa de saída ($Q_{Limit}(t)$) será definido pelas equações 2.36 e 2.37:

$$Q_{Limit}(t) = \frac{kvarLimit \times P_{ac}(t)}{pctP_{min}NoVars} \quad (2.36)$$

$$Q_{Limitneg}(t) = \frac{kvarLimitNeg \times P_{ac}(t)}{pctP_{min}NoVars} \quad (2.37)$$

- Para $P_{ac}(t)$ maior que P_{max} o limite da potência reativa de saída ($Q_{Limit}(t)$) será o próprio $kvarLimit$ para fornecimento e $kvarLimitNeg$ para absorção de energia.

2.6.2 Sistema de Armazenamento

O modelo do sistema de armazenamento apresentado no OpenDSS por EPRI (2019) pode ser utilizado para calcular a potência para um instante de tempo selecionado. Contudo, a sua maior vantagem é apresentada na simulação durante intervalos de tempo, trabalhando com análises diária, anual e ciclo de serviço que permite estudar a eficácia do armazenamento durante a variação de energia. A modelagem caracteriza o sistema como uma carga durante seu carregamento e como um gerador durante sua descarga.

O modelo apresenta três estados de operação: carregamento, descarga e ocioso. Suas perdas são separadas por carga e descarga, durante a conversão do meio de armazenamento para energia elétrica, e perdas por auto-depleção. Outro componente apresentado é o armazenador ideal representando um armazenamento sem perdas. O último elemento representado é o inversor, o qual permite modelar as perdas e limitar a taxa de carga e descarga baseado em sua classificação EPRI (2019).

2.6.2.1 Estado de Carregamento

Para entrar no estado de carregamento, de acordo com EPRI (2019), é necessário que a quantidade de energia armazenada seja menor que capacidade de armazenamento, a taxa de carregamento pode ser definida por uma potência ativa ou uma porcentagem da potência nominal.

Analisando a Figura 18, são calculadas as perdas de acordo com o fluxo de potência, no caso do carregamento a corrente elétrica segue o sentido da rede para o dispositivo de armazenamento. As perdas resultantes da conversão de corrente alternada (CA) para corrente contínua (CC) são representadas pela eficiência do inversor como demonstrado na equação 2.38, assim para obter as perdas por carregamento demonstrada na equação 2.39 é necessário considerar potência no lado CC e as perdas por auto-depleção. Outro fator importante para o cálculo é a eficiência do dispositivo durante seu carregamento.

$$P_{losses,inv}(t) = P_{in}(t) \times (1 - \eta_{inv}(t)) \quad (2.38)$$

$$P_{losses,ch}(t) = (P_{in}(t) \times \eta_{inv}(t) - P_{idl}) \times (1 - \eta_{ch}) \quad (2.39)$$

Onde:

- P_{in} : Potência de entrada;
- η_{inv} : Rendimento do inversor.

Como a potência que carrega o dispositivo será a potência fornecida pelo sistema de geração subtraindo as perdas, é obtida a equação 2.40 para um instante de tempo. Contudo, para

trabalhar com intervalos de tempo é necessário realizar um somatório do nível de carga inicial no dispositivo com a carga armazenada durante o período de carregamento, este definido pela equação 2.41.

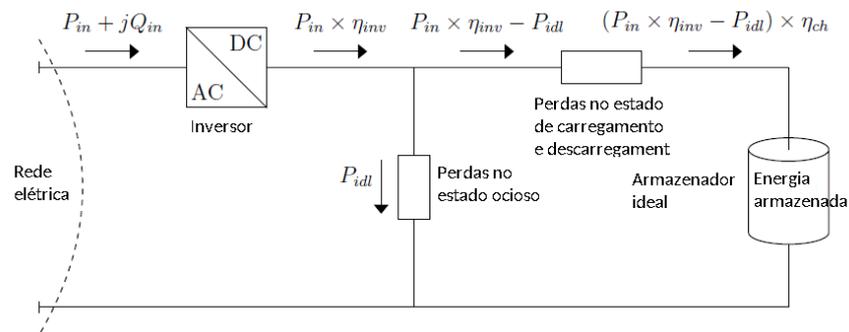
$$P_{eff,ch}(t) = (P_{in}(t) \times \eta_{inv}(t) - P_{idl}) \times \eta_{ch} \quad (2.40)$$

$$E(t + \Delta t) = E(t) + P_{eff,ch}(t) \times \Delta t \quad (2.41)$$

Onde:

- P_{idl} : Perdas por auto-depleção;
- η_{ch} : Rendimento do dispositivo de armazenamento durante o carregamento;

Figura 18: Fluxo de potência do elemento de armazenamento durante seu estado de carregamento



Fonte: EPRI (2019)

2.6.2.2 Estado de Descarga

Quando a quantidade de energia armazenada é superior a capacidade de energia mantida em reserva, segundo EPRI (2019) o sistema pode entrar em modo de descarga, com a taxa de descarga definida por uma potência ativa ou uma porcentagem da potência nominal. Este representado na Figura 19.

As perdas apresentadas no inversor são dependentes da potência de saída e o rendimento do inversor, como demonstrado na equação 2.42, EPRI (2019). Já as perdas de descarga são associadas a as perdas por auto-depleção e o rendimento do dispositivo, estas representadas pela equação 2.43.

$$P_{losses,inv}(t) = P_{out}(t) \times \left(\frac{1}{\eta_{inv}(t)} - 1 \right) \quad (2.42)$$

$$P_{losses,dch}(t) = \left(\frac{P_{out}(t)}{\eta_{inv}(t)} + P_{idl} \right) \times \left(\frac{1}{\eta_{dch}} - 1 \right) \quad (2.43)$$

Onde:

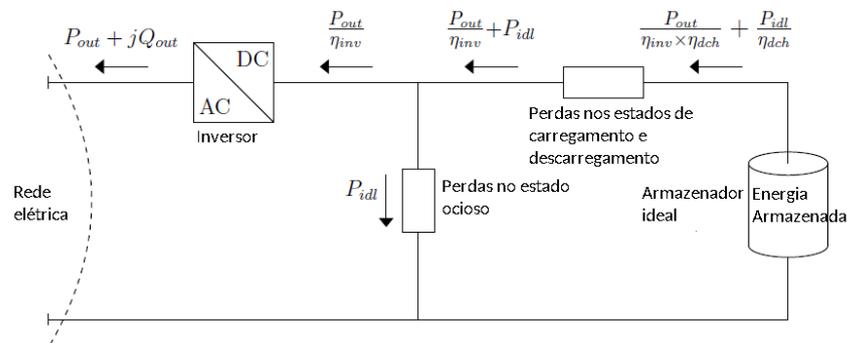
- P_{out} : Potência de saída;
- η_{dch} : Rendimento do dispositivo de armazenamento durante a descarga.

Portanto, a potência que efetivamente é descarregada do dispositivo é representada pela equação 2.44. Como é trabalhado com intervalos de tempo é necessário fazer o somatório novamente, representado na equação 2.45, mas neste caso a $P_{eff,dch}$ será subtraída do nível de energia inicial devido ao estado de operação que o sistema está atuando.

$$P_{eff,dch}(t) = \frac{P_{out}(t)}{\eta_{inv}(t) \times \eta_{dch}} + \frac{P_{idl}(t)}{\eta_{dch}} \quad (2.44)$$

$$E(t + \Delta t) = E(t) - P_{eff,dch}(t) \times \Delta t \quad (2.45)$$

Figura 19: Fluxo de potência do elemento de armazenamento durante seu estado de descarga



Fonte: EPRI (2019)

2.6.3 Linha de Distribuição

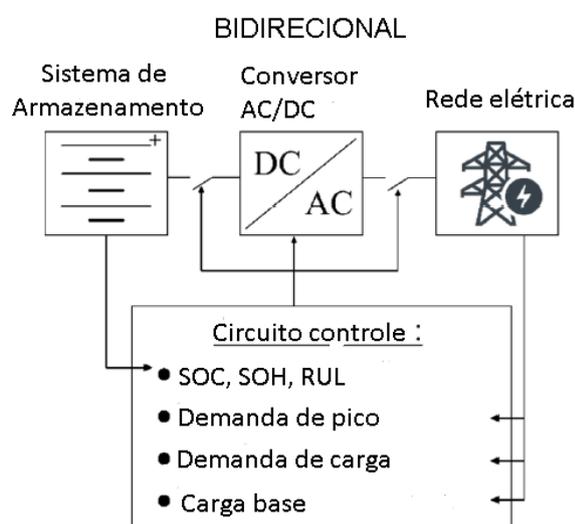
A impedância da linha pode ser definida diretamente por um objeto linha com uma frequência base ou através de um objeto *LineCode*. Na definição dos parâmetros é necessário informar o número de fases, comprimento, em quais barra ela será conectada, frequência de operação, matriz impedância e a capacitância já que o OpenDSS modela a linha pelo modelo pi. A ferramenta *LineCode* permite a utilização da redução de Kron, a qual será necessário para esta aplicação.

2.7 Trabalhos Correlatos

ALAOUI; ZINEDDINE; NOURDDIN (2017) implementam um sistema de armazenamento utilizando baterias de íon de lítio conectadas a rede elétrica. Os autores afirmam que há uma

incompatibilidade entre a demanda de energia e a energia gerada, assim dificultando o fornecimento através de fontes renováveis para picos de energia por causa da sua intermitência. O artigo modela uma bateria de íon de lítio de acordo com as características e perdas do dispositivo, e aplica um circuito de controle que utiliza três sensores para monitorar a temperatura, corrente e tensão elétrica da bateria. O circuito controle pode ser demonstrado na Figura 20, este é dependente de parâmetros como o estado de carga e a vida útil da bateria, além de analisar a energia demandada da rede e controlar a temperatura, já que as baterias de íon de lítio são sensíveis ao calor devido a sua resistência interna. Como a necessidade do conhecimento da curva de carga é essencial para o controle do sistema de armazenamento, o sistema prevê a demanda dos clientes pelo método de Holt-Winters, o qual consiste em simular valores futuros através do histórico de valores, padrões sazonais e a tendência local.

Figura 20: Circuito de controle



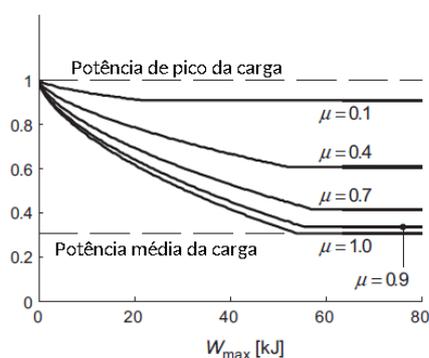
Fonte: ALAOUI; ZINEDDINE; NOURDIN (2017)

O estudo de caso realizado por BOYOUK; MUNZKE; HILLER (2018) consiste na análise de um alívio de carga com o auxílio de sistemas de baterias e geração fotovoltaica realizado no Instituto Helmholtz Ulm. Este artigo aborda o método de alívio de carga onde a bateria reduz o pico de energia para uma potência alvo definida. Durante a implementação do sistema, os autores definiram os dados como a potência da planta fotovoltaica, capacidade de armazenamento da bateria e a curva de carga do local, tendo conhecimento dos horários onde ocorrem os picos de carga. O controle dos dispositivos de armazenamento é dado pelo seu estado de carga e suas características, assim definindo limites para sua carga e descarga. No seu estado de carregamento é necessário definir o horário de partida e de término, já que a bateria quando carregada a valores superiores ao seu limite máximo definido ocasiona a sua degradação. Definidos os parâmetros, o autor desenvolve um algoritmo para controlar os períodos de carga e descarga da bateria, assim alterando constantemente a potência alvo a ser fornecida e os valores limites de entrada. O método atualiza constantemente os valores limites levando em

consideração o histórico do mesmo e estado de carga da bateria. Como resultados, o sistema demonstrou ser eficaz em suavizar a demanda de energia da rede e em casos que o alto consumo de energia leva a maiores custos, o mesmo auxilia financeiramente.

LEVRON; SHMILOVITZ (2012) define o alívio de carga como a utilização de sistemas de armazenamento de energia para reduzir o pico de energia demandada. O artigo consiste em uma abordagem genérica para a estratégia de alívio de carga, minimizando a energia exigida do gerador com o gerenciamento da energia armazenada. O modelo adotado pelo autor é representado por uma fonte, carga, energia armazenada e um hardware de condicionamento de energia, este controla o fluxo de potência e é considerado ideal e sem perdas ao longo da análise. A medida que a capacidade de armazenamento aumenta, o pico de energia é reduzido até um certo valor, já que o processo de redução de potência de pico satura. Considerando o sistema sem perda, o valor de pico resultante é o mesmo para todos os valores de capacidade de armazenamento, e conforme a eficiência do dispositivo diminui é necessário mais capacidade de armazenamento para realizar o alívio de carga. Segundo a Figura 21, sistemas que possuem poucas perdas se comportam próximo a um modelo ideal, o que possibilita a utilização deste método nestes casos. O sistema implementado revela o menor pico possível de energia do gerador, em função do perfil de carga e a capacidade de armazenamento

Figura 21: Relação entre potência pico e eficiência



Fonte: LEVRON; SHMILOVITZ (2012)

O método proposto no artigo de KARMIRIS; TENGNÉR (2013) visa encontrar um nível de alívio de carga utilizando métodos de otimização baseados em históricos de dados e análise estatística. Estes podem ser separados em dias úteis e fim de semana. Em seguida, são calculados os níveis de alívio de carga para cada dia utilizando análise estatística com base em um intervalo de confiança definido pelo operador do sistema de armazenamento. A condição de carregamento da bateria apresentada é que a carga do dispositivo seja menor que o nível de alívio, e caso ocorra um pico de carga, o esquema de recarga fornece a melhor probabilidade de energia disponível para reduzir o pico de potência. Por fim, a Tabela 1 realiza a comparação entre estes estudos a nível de proposta, parâmetro de controle e resultado obtido

Tabela 1: Revisão da literatura

Autor	Proposta	Parâmetros de controle	Resultado
ALAOUI; ZINED-DINE; NOURD-DIN (2017)	Implementação de um sistema de armazenamento conectado a rede utilizando baterias de íon de lítio	Energia demanda da rede, estado de carga do dispositivo, vida útil do dispositivo e temperatura	Uma economia significativa no uso de combustíveis fósseis e na geração de CO ₂ no nível da rede
BOYOUK; MUNZKE; HILLER (2018)	Descrever um método, utilizando sistema de armazenamento, para redução dos picos de energia para uma potência definida	Limites de potência e tempo de carga e descarga do dispositivo de armazenamento	Redução média diária de cerca de 15% em comparação com a estratégia padrão
LEVRON; SHMILOVITZ (2012)	Mostrar uma abordagem genérica para a estratégia de alívio de carga através do gerenciamento da energia armazenada	Fluxo de energia, análise de cargas periódicas e capacidade de armazenamento	Permite a escolha da capacidade de armazenamento e a otimização do gerador em termos de custo, peso e tamanho
KARMIRIS; TENGNÉR (2013)	Calcular níveis de corte de potência através dos registros de dados de carga	Capacidade de armazenamento, potência de carga e descarga e características da carga	Um cálculo computacional ágil para determinação do nível de corte

Fonte: Elaborado pelo autor (2020)

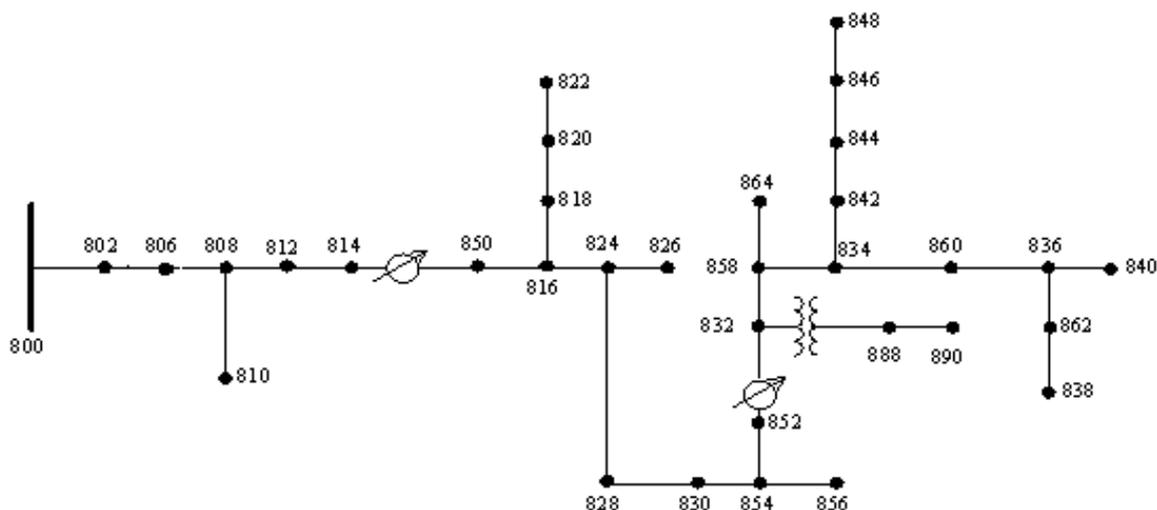
3 METODOLOGIA

Este capítulo aborda os parâmetros de entrada definidos e os sistemas de geração e armazenamento alocados para otimização do controle de carga.

3.1 Sistema teste

O sistema a ser abordado neste trabalho é a rede IEEE (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos) de 34 barras, como apresentado na Figura 22. Os dados e características do sistema se encontram nos anexos A e B e são baseadas em um alimentador encontrado no estado de Arizona, nos Estados Unidos. O estudo desse diagrama tem a função de ser utilizado para análises e simulações em sistemas de potência e a representação desse sistema está disponível no software OpenDSS. O sistema possui uma potência total de 2054,09kVA e diferentes configurações para linha de distribuição, valores de capacitores de shunt, perfil de tensão, transformadores, entre outros. Esta variedade encontrada nos componentes existentes no modelo, o torna apto a ser utilizado como o diagrama a ser analisado.

Figura 22: Sistema IEEE 34 barras



Fonte: IEEEEPES (2017)

3.1.1 Dados solares

O software a ser utilizado para a parametrização dos dados solares será o Radiasol2 desenvolvido pelo LABSOL-UFRGS, este permite que o usuário selecione o modo de distribuição da radiação, em uma determinada região, fornecendo curvas e tabelas para realização da análise

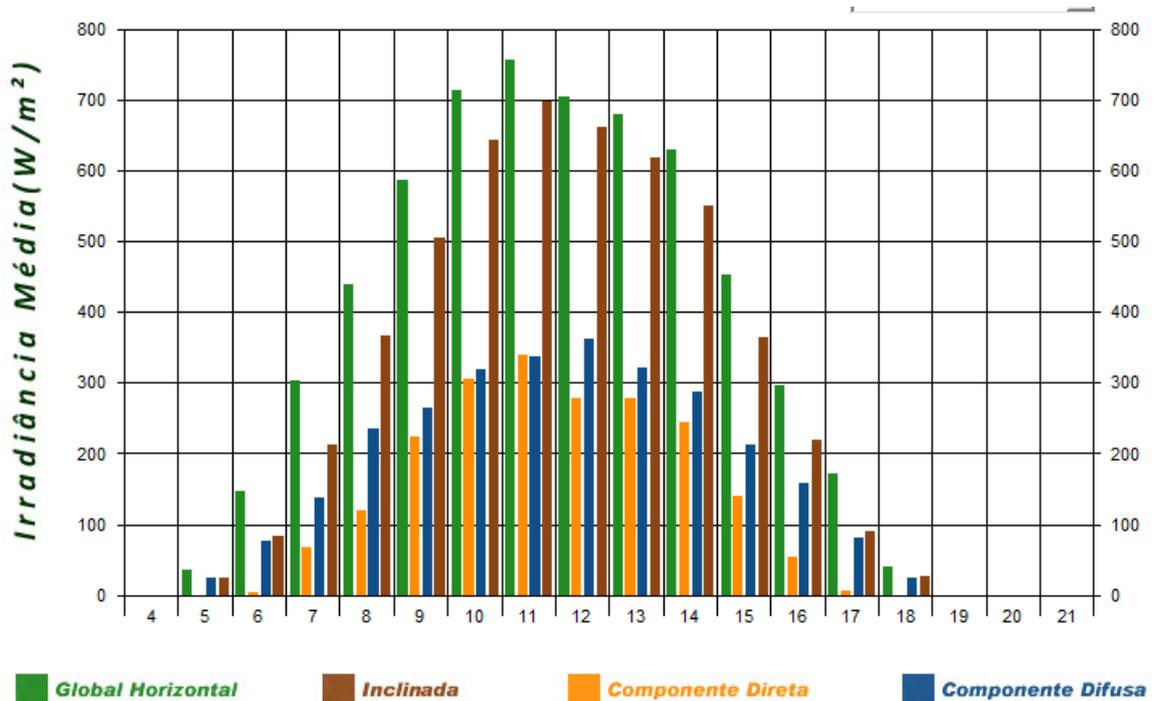
do mesmo. A Figura 23 mostra os valores de irradiação no mês de janeiro e as Figuras 24 25 as curvas de irradiação. Para implementação deste trabalho é analisado os valores de distribuição global horizontal.

Figura 23: Irradiância média janeiro

IRRADIÂNCIAS MÉDIA (W/m ²)				
Hora	Global (W/m ²)	Direta (W/m ²)	Difusa (W/m ²)	Inclinada (W/m ²)
5	35	0	23	23
6	159	4	86	94
7	308	61	156	226
8	483	164	208	385
9	561	212	256	483
10	664	264	322	605
11	733	332	320	673
12	760	354	322	698
13	735	345	281	647
14	568	211	263	490
15	462	139	230	382
16	298	60	146	214
17	152	4	79	87
18	40	0	24	25

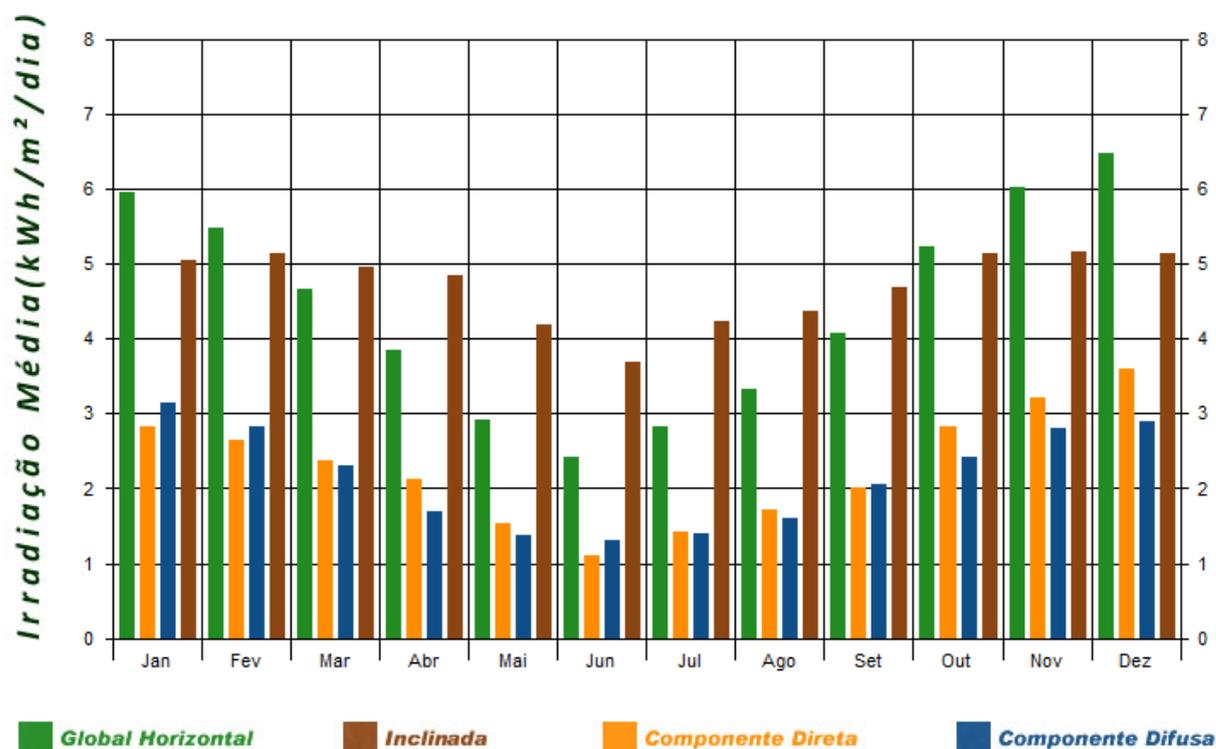
Fonte: Elaborado pelo autor (2020)

Figura 24: Insolação mensal janeiro



Fonte: Elaborado pelo autor (2020)

Figura 25: Insolação anual



Fonte: Elaborado pelo autor (2020)

3.1.2 Armazenamento

O elemento de armazenamento apresentado no OpenDSS, pode operar em modo avulso ou conectado a rede. Como o objetivo deste trabalho é o alívio de carga, será utilizado o modo de simulação variante no tempo e conectado a rede elétrica. A caracterização dos seus parâmetros deve ser definida de acordo com o dispositivo utilizado, já que o modelo fornecido define um sistema genérico de armazenamento. O sistema de armazenamento a ser simulado opera com baterias de íon de lítio.

Uma das principais características das baterias é sua degradação devido ao nível de descarga, este que estabelece os limites de estado de carga do dispositivo visando otimizar a vida útil do aparelho. No estudo realizado por Podder; Khan (2016), a bateria de íon de lítio se mostrou mais resistente que a de chumbo-ácido em relação a nível de descarga, assim concluindo que o valor mínimo de estado de carga de uma bateria de chumbo-ácido deve ser 2,5 vezes superior ao da de íon de lítio. A caracterização desse parâmetro se baseou no estudo citado e foi determinado os valores mínimos e máximos do estado de carga do dispositivo em 15 e 80%.

O dispositivo apresenta fator de potência ideal e as perdas apresentadas são modeladas pelo próprio OpenDSS, onde é considerado um valor padrão de eficiência de 90% que pode ser alterado pelas linhas de códigos desenvolvidas na interface do software. O modo de despacho selecionado para o sistema é o *default*, este considera o valor mínimo do estado de carga do

dispositivo durante seu descarregamento, assim impedindo um desgaste precoce do dispositivo analisado.

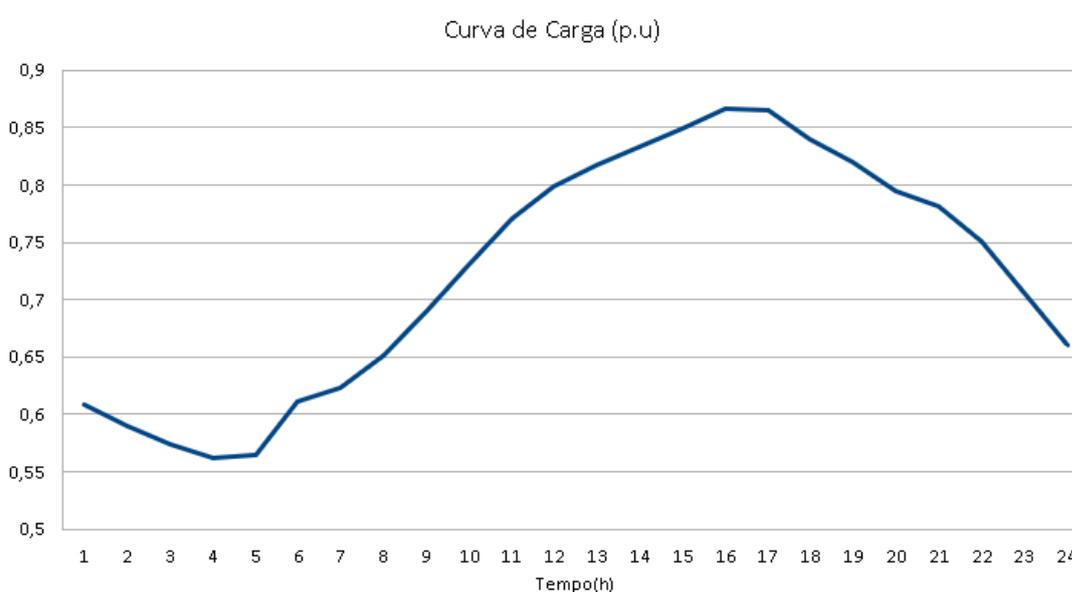
A definição da potência dos sistemas de armazenamento foi baseada nos estudos de RAMALAKSHMI (2011) e Kalkhambkar; Kumar; Bhakar (2016), devido aos autores realizarem uma análise aprofundada nas perdas em cada ponto do sistema de distribuição e a otimização de alocação e dimensionamento dos dispositivos. Portanto, junto as análises realizadas pelos resultados obtidos no OpenDSS, serão conectados sistemas de armazenamento com potência de 200kW e capacidade de armazenamento de 720kWh.

3.1.3 Carga

Para definição da curva de carga será utilizado o comando *Loadshape* disponível na ferramenta OpenDSS, este permite gerar diferentes valores de carga para intervalos definidos pelo operador. O manual de EPRI (2010) mostra que os dados podem ser informados manualmente ou mesmo importados para o software.

A definição dos multiplicadores das cargas é baseado no exemplo fornecido por EPRI (2014), qual levanta cargas no intervalo de 15 minutos durante o período de uma semana, a média desses dados foi calculada separando por intervalos de uma hora e disponibilizado os valores no apêndice A. Este valores são representados em p.u e a potência base é a carga total do próprio sistema IEEE 34 barras. O gráfico da curva de carga é visualizado na Figura 26.

Figura 26: Gráfico da curva de carga



Fonte: Elaborado pelo autor (2020)

3.1.4 Gerenciamento de Carga

Com o intuito de aplicar um gerenciamento de carga no sistema, primeiramente deverão ser escolhidos em quais pontos da rede o sistema de armazenamento e de geração serão instalados. Para definição desses pontos foi analisado os estudos dos autores Kalkhambkar; Kumar; Bhakar (2016) e RAMALAKSHMI (2011), já que os mesmos avaliaram a otimização da alocação de sistemas fotovoltaicos dentro da rede de distribuição de 34 barras, com resultados obtidos através das simulações realizadas no software OpenDSS. Portanto, as barras escolhidas neste trabalho foram a 802, 828 e 836.

Em seguida, o valor de corte da potência de pico é definido. De acordo com BOYOUK; MUNZKE; HILLER (2018), este valor é obtido pela diferença entre a potência máxima apresentada na curva de carga e a potência do sistema de armazenamento. Considerando que a bateria de íon de lítio apresenta um limite máximo de carga por causa do aquecimento da sua resistência interna, e que o valor do corte é representado como uma porcentagem da potência total do sistema, o alívio de carga definirá a potência máxima fornecida pela rede até 80% da potência do sistema, representado também como 0,8 p.u. Isto implica que o sistema de armazenamento pode apenas fornecer energia para cargas superiores a 0,8 p.u. e absorver energia quando a curva de demanda estiver abaixo de 0,7 p.u.

O gerenciamento de carga controla o despacho de energia de acordo com a carga armazenada na bateria num determinado instante de tempo. O controlador responsável pelo gerenciamento foi implementado na linguagem de programação *python*, onde são avaliados parâmetros como a demanda de carga do sistema, a energia gerada pelo sistema fotovoltaico, o estado de carga em cada sistema de armazenamento e o ponto no eixo tempo em que a simulação se encontra.

A atuação do controlador é voltada diretamente para as propriedades dos sistemas de armazenamento, como a potência de carga e descarga e o estado de operação dos mesmos. Este controle é necessário devido aos limites do estado de carga das baterias para evitar deterioração no equipamento e prolongar sua vida útil. O controle da potência fornecida ou absorvida pela bateria é implementado com o intuito de fornecer a energia necessária para o alívio de carga durante todo período que for requisitado, caso contrário a bateria atingirá seu limite mínimo de carga, também denominado como valor reserva, e não estará mais apta a fornecer energia ao sistema.

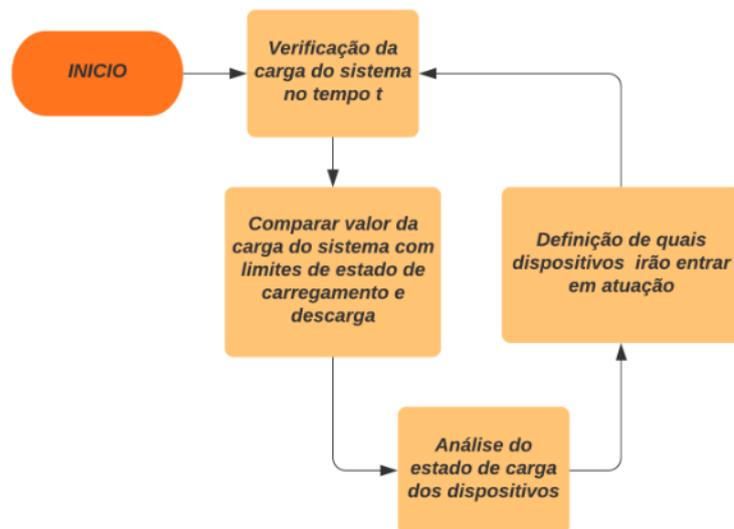
O controle do gerenciamento de carga sob a curva de demanda, leva em consideração o valor da carga apresentada no sistema em p.u, onde a potência base é a potência nominal da subestação. Está definida pelos parâmetros do sistemas IEEE de 34 barras, demonstrado no anexo A e atribuindo o valor de 2,5MVA. O acionamento do controlador durante os períodos de cargas e descargas das baterias, conduzidos pelos valores limites presentes na curva de demanda. Para o estado de descarga, o controlador alterará o despacho de energia visando uma demanda de carga abaixo de 0,8 p.u. Durante o estado de carga, o equipamento de armazenamento pode

carregar com um valor constante, devido ao auxílio fornecido pelo sistema fotovoltaico, mas o mesmo deve ser definido em um valor o qual não sobrecarregará o sistema e alcançará seu ponto máximo dentro do período de tempo em que a demanda de energia se encontre abaixo de 0,7 p.u.

A linguagem de programação *python* permite a impressão de gráficos onde é mostrada a quantidade de energia armazenada e fornecida pelas baterias durante todo o dia. Como os valores de despacho são voláteis, existe a necessidade do armazenamento dos mesmos dentro de uma lista, a qual é gerada por requisições entre o código em *python* e o OpenDSS, já que o segundo é responsável pelo cálculo do fluxo de potência em todo o sistema, fornecendo os valores de energia presente nos sistemas de armazenamento e de geração de energia fotovoltaica. O mesmo acontece para a demanda de carga, que durante o dia é constituída por variações na curva de demanda, na geração de energia fotovoltaica e na energia armazenada dentro dos sistemas de armazenamento.

Este controle visa otimizar o aproveitamento da energia gerada e armazenada, e prolongar a vida útil do dispositivo de armazenamento. As etapas do gerenciamento de carga estão representadas pelo fluxograma apresentado na Figura 27

Figura 27: Fluxograma gerenciamento de carga



Fonte: Elaborado pelo autor (2020)

Para a análise do controlador foram avaliados quatro estudos de casos, onde no primeiro são inseridas duas baterias controladas pelo algoritmo. Já para os três próximos estudos são inseridas mais baterias no sistemas. No segundo uma delas não possui seu despacho de energia controlado. Por fim, no terceiro e no quarto estudo de caso é observado o comportamento do sistema para três e quatro baterias submetidas ao algoritmo de controle.

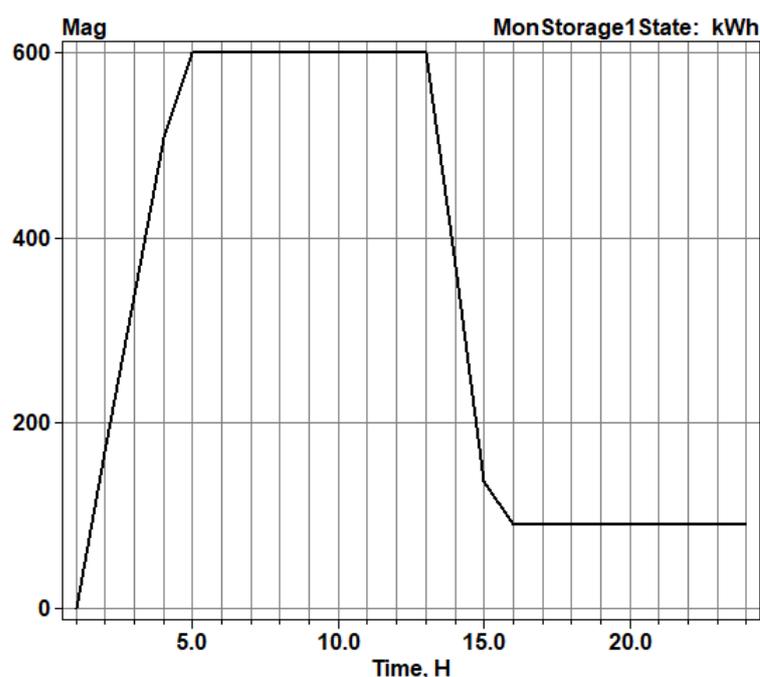
4 RESULTADOS

Este capítulo tem como objetivo apresentar os resultados obtidos pela implementação dos algoritmos de controle, o qual está descrito no apêndice D, e de simulação abrangidos no Capítulo 3. Assim, analisando diferentes comportamentos dos sistemas de armazenamento dividindo-os em 4 casos.

4.1 Equipamentos sem controle

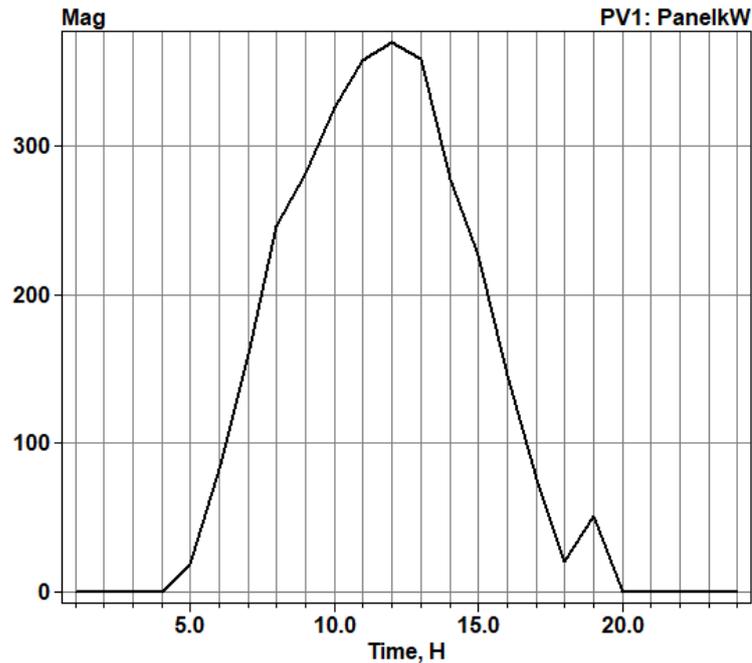
A análise da inserção dos sistemas de armazenamento junto aos sistemas de geração de energia fotovoltaica, os quais estão descritos nos apêndices B e C, sem a implementação de um algoritmo de controle para as baterias demonstra um valor de carga e descarga muito abrupto e mantendo um período de carregamento e descarregamento menor do que o solicitado pelo sistema. Como consequência, o sistema fotovoltaico se torna ineficiente já que de acordo com a Figura 28 a bateria alcança seu valor máximo de carga quando o valor de energia solar fornecida ainda é muito baixo devido a irradiância ser muito pequena neste momento do dia, a qual se mantém em pequenos valores até às 6 horas. Pode-se observar os valores de potência fornecida pelo sistema fotovoltaico na Figura 29. Como os valores de temperatura e de irradiação são considerados os mesmos para qualquer ponto do sistema, todos módulos solares se comportam da mesma maneira.

Figura 28: Carga armazenada no sistema de armazenamento sem algoritmo de controle



Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Figura 29: Potência fornecida pelo sistema fotovoltaico



Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

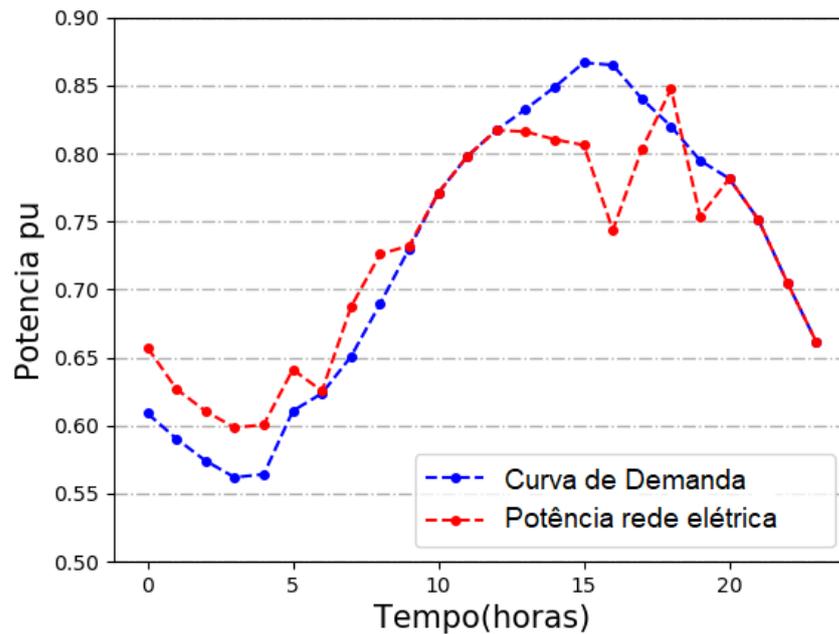
Outra questão a ser enfatizada é que o tempo de descarga das baterias é menor do que o solicitado pelo alívio de carga, o qual deve iniciar às 12 horas e finalizar às 19 horas considerando um valor máximo de 0,8 p.u, em consequência do equipamento de armazenamento ser apto a fornecer energia apenas até o seu valor de reserva. Como na Figura 28 o limite mínimo de carga é alcançado às 16 horas, a energia fornecida ao sistema durante os próximos instantes de tempo é provida apenas pela rede elétrica obtendo valores de potência acima do esperado para o alívio de carga.

4.2 Estudo de caso 1

O estudo de caso em questão avalia a inserção de duas baterias na rede de distribuição, onde ambas estão sob o comando de um algoritmo de controle para um melhor aproveitamento da carga armazenada e do sistema fotovoltaico, exigindo menos potência da rede elétrica. Como demonstrado pela Figura 30, a carga no momento do carregamento se mantém acima da curva de demanda da Figura 26, devido à energia de carregamento ser majoritariamente proveniente da rede de distribuição, já que os valores de irradiação ainda permanecem muito baixos. No instante de tempo referente às 6 horas as baterias se encontram completamente carregadas e de acordo com a Figura 29 ainda não existe um bom aproveitamento da energia fotovoltaica que pode ser fornecida, já que a curva de demanda permite um estado de carga até às 9 horas. Também deve ser analisado, que a energia armazenada na bateria não se torna suficiente para todo período de alívio de carga, assim gerando picos de potência quando se encontra no seu

estado reserva às 18 horas. O responsável por evitar que o equipamento entre em modo de carregamento é o controle do gerenciamento de carga por estar num período onde a demanda de potência está acima dos 0,7 p.u. Portanto, pode-se afirmar que esta configuração não é o ideal para este sistema e deve ser inserido mais equipamentos de armazenamento ou aumentar a capacidade de armazenamento dos mesmos.

Figura 30: Potência fornecida pela rede elétrica com 2 baterias

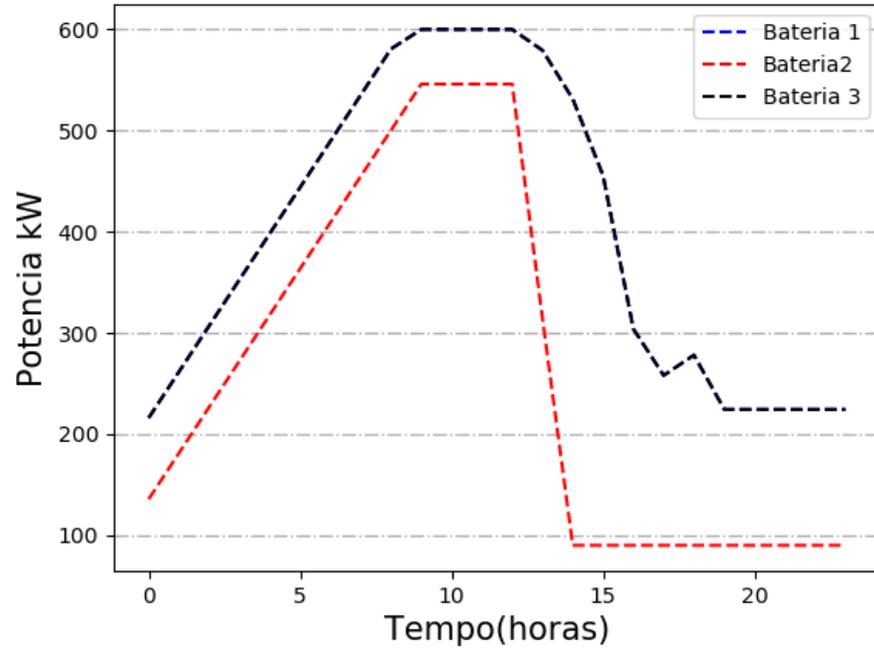


Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

4.3 Estudo de caso 2

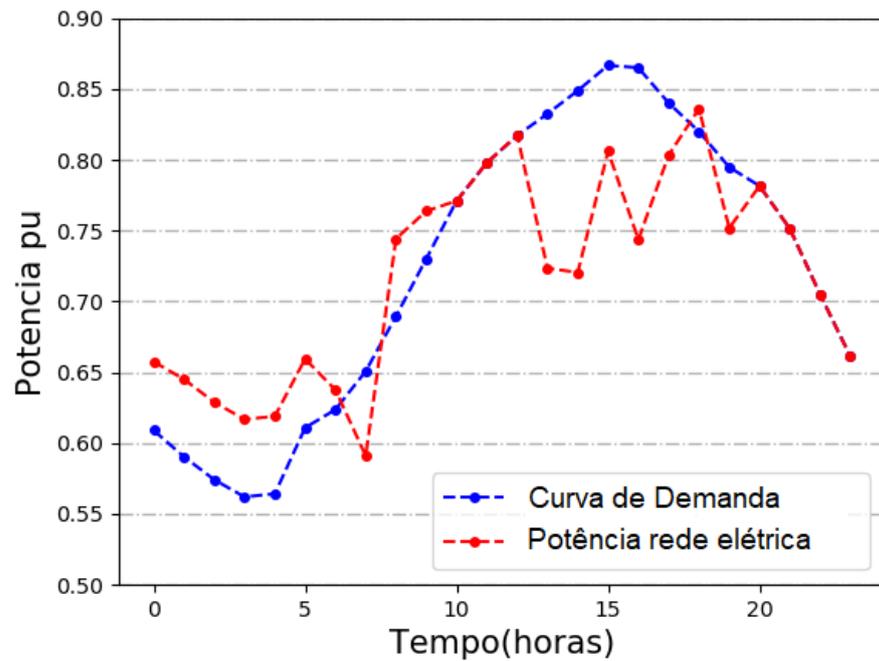
No seguinte estudo de caso, é inserida mais uma bateria onde esta não possui um controle de despacho de energia. A figura 31 mostra que o ponto inicial de carga da bateria inserida é menor do que as que estão submetidas ao algoritmo de controle. O motivo deste comportamento é que por a potência de descarregamento ser a própria potência nominal do equipamento ele chega ao seu limite mínimo de carga em um curto período de tempo. É visualizado na figura 32, que devido a este despacho de energia ocorrer numa velocidade alta resulta numa queda seguida de um pico na demanda de energia da rede elétrica, já que o sistema procura um comportamento próximo dos 0,8 p.u. Como demonstrado no estudo de caso anterior, as duas baterias não suportam manter o alívio de carga por todo período, e como o sistema de armazenamento inserido já não pode mais fornecer energia, novamente aparece um pico de energia demandada pela rede às 18 horas.

Figura 31: Carga armazenada no sistema de armazenamento de 3 baterias semi-controlado



Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Figura 32: Potência fornecida pela rede elétrica com 3 baterias semi-controlado



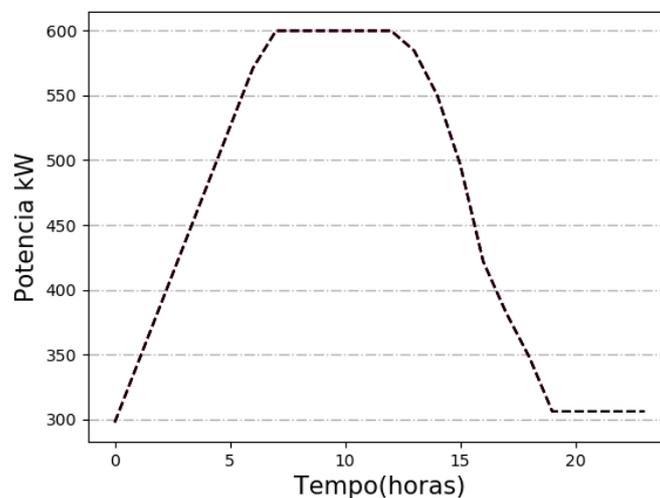
Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

4.4 Estudo de caso 3

Submetendo a bateria inserida no caso 2 ao algoritmo de controle é realizado o estudo de caso 3, onde se obtém um comportamento de despacho de carga que satisfaça a demanda de energia solicitada pelo alívio de carga. Como é observado na Figura 33, a bateria se encontra completamente carregada às 7 horas, e mesmo com auxílio do sistema fotovoltaico para seu carregamento não é utilizada toda energia que pode ser fornecida. Contudo, diferente dos outros estudos de caso, este mostra que o período de descarga fornece energia para o sistema durante todo o alívio de carga e mantendo o nível de potência gerado pela rede elétrica mais uniforme, assim evitando picos de energia.

A Figura 33 demonstra também que as 3 baterias possuem um comportamento uniforme, assim as 3 curvas de energia armazenada estão sobrepostas no gráfico. Para evitar que os valores de armazenamento cheguem aos seus limites máximos e mínimos, é interessante que o comportamento das baterias instaladas no sistema seja o mais similar possível. Portanto, foram inseridas 3 baterias de potência de 200kW e capacidade de armazenamento de 720kWh onde possuem seu despacho e absorção de energia controlados, se mostrando satisfatório para o sistema estudado.

Figura 33: Carga armazenada no sistema de armazenamento de 3 baterias

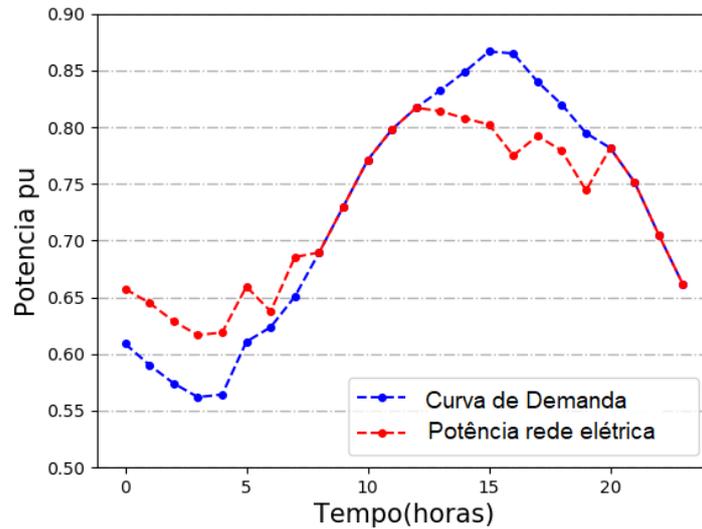


Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Ilustrando a consequência da atuação das baterias sobre a rede elétrica se obtém a Figura 34, a qual demonstra que durante todo o seu período de carregamento a demanda de energia da rede elétrica não ultrapassa os 0,7 p.u que representa o limite máximo de potência que pode ser fornecido durante este período. Seguindo a análise, o estado das baterias definido como ocioso, mostra o comportamento da rede elétrica igual ao da curva de demanda. Por fim, é validado o período de alívio de carga, onde o sistema de armazenamento atua em todos os instantes de tempo com o intuito de fornecer a energia para compensar o valor limite estabelecido. O

controlador procura manter um valor uniforme, onde o único instante de tempo em que ele se mantém distante dos 0.8 p.u. é às 18 horas que define o último ponto do alívio de carga.

Figura 34: Potência fornecida pela rede elétrica com 3 baterias

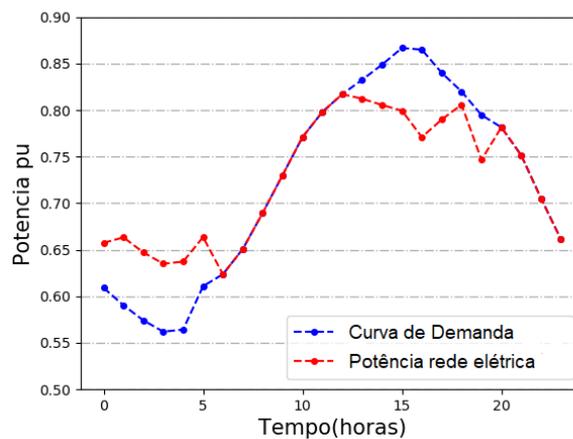


Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

4.5 Estudo de caso 4

Para o último estudo de caso foi inserida mais uma bateria no sistema. Como ela não demonstrou benefícios e teve um comportamento muito similar ao estudo de caso anterior é considerado que para este sistema já não existe necessidade e o sistema de armazenamento estaria superdimensionado, como demonstrado na Figura 35.

Figura 35: Potência fornecida pela rede elétrica com 3 baterias



Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

5 CONCLUSÃO

Durante o trabalho foi proposto o gerenciamento de carga com o intuito de evitar picos de potência demandados na rede de distribuição pelo método de alívio de carga. A proposta foi montada e embasada com o estudo do referencial teórico dos equipamentos a serem inseridos no sistema. Assim, foi definido o modelo de bateria mais adequado a ser utilizado e os softwares de simulação onde foi implementado a modelagem matemática dos equipamentos.

Como vantagens da aplicação do alívio de carga pode ser evitado um superdimensionamento na rede de distribuição, o qual é ocasionado pelos picos de potência. Esse superdimensionamento agrega um maior custo e também é refletido na fatura das unidades consumidoras. Por este motivo são utilizados sistemas fotovoltaicos, que representam uma geração de energia limpa, para que no momento de absorção de energia os equipamentos de armazenamento não sobrecarreguem a rede elétrica.

Para a análise dos equipamentos inseridos e do funcionamento do algoritmo de controle foram conduzidos quatro cenários de estudo de caso, os quais se diferem entre si pelo número de baterias inseridas no sistema, as quais possuem seu despacho de carga controlado pelo algoritmo. Com os resultados obtidos, mostrou-se que para as baterias dimensionadas na proposta do trabalho a inserção de duas seria insuficiente e quatro já se demonstra desnecessário. Portanto, o estudo de caso três satisfaz a resposta esperado pela proposta do trabalho afirmando o benefício de sua implementação dentro do sistema estudado.

Em trabalhos futuros pode-se realizar um estudo mais afundo sobre o custo do sistema e a vantagem econômica da implementação do sistema na rede e uma projeção de quanto tempo é necessário para ele se pagar. Deve-se também considerar a degradação da bateria que foi amenizada no trabalho pelos valores máximos e mínimos impostos de carga armazenada. A otimização de perda de energia durante o estado ocioso dos equipamentos de armazenamento é outro tópico que pode ser incluído em trabalhos futuros.

REFERÊNCIAS

- AKINYELE, D.; RAYUDU, R. Review of energy storage technologies for sustainable power networks. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, [S.l.], v. 8, p. 74–91, 2014.
- ALAOUI, C.; ZINEDDINE, M.; NOURDDIN, S. Towards the implementation of refurbished ev lithium-ion batteries for smart grid energy storage. In: INTELLIGENT SYSTEMS AND COMPUTER VISION (ISCV), 2017., 2017. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–5.
- BELLACHE, K.; CAMARA, M.; DAKYO, B. Multi-physical characterization of supercapacitor. In: TWELFTH INTERNATIONAL CONFERENCE ON ECOLOGICAL VEHICLES AND RENEWABLE ENERGIES (EVER), 2017., 2017. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–5.
- BILA, M.; OPATHELLA, C.; VENKATESH, B. Grid connected performance of a household lithium-ion battery energy storage system. **Journal of Energy Storage**, [S.l.], v. 6, p. 178–185, 2016.
- BOICEA, V. A. Energy storage technologies: the past and the present. **Proceedings of the IEEE**, [S.l.], v. 102, n. 11, p. 1777–1794, Nov 2014.
- BOYOUK, N.; MUNZKE, N.; HILLER, M. Peak shaving of a grid connected-photovoltaic battery system at helmholtz institute ulm (hiu). In: IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE EUROPE (ISGT-EUROPE), 2018., 2018. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–5.
- BUENO, A.; BRANDÃO, C. Visão geral de tecnologia e mercado para os sistemas de armazenamento de energia elétrica no brasil. **Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia**, [S.l.], 2016.
- CALDERARO, V. et al. Co-located storage systems with renewable energy sources for voltage support in distribution networks. In: IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2015., 2015. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–5.
- CHEN, H. et al. Progress in electrical energy storage system: a critical review. **Progress in natural science**, [S.l.], v. 19, n. 3, p. 291–312, 2009.
- DENHOLM, P. et al. **Role of energy storage with renewable electricity generation**. [S.l.]: National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2010.
- DUGAN, R. C.; TAYLOR, J. A.; MONTENEGRO, D. Energy storage modeling for distribution planning. In: IEEE RURAL ELECTRIC POWER CONFERENCE (REPC), 2016., 2016. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2016. p. 12–20.
- EPRI. **Opends loadshape usage**. [Online; acessado 12 de junho de 2020], Disponível em: <<https://sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk/Version8/Distrib/Doc/OpenDSS%20LOADSHAPE%20Usage.pdf>>.
- EPRI. **Opends pvsystem element model**. [Online; acessado 30 de maio de 2020], Disponível em: <<https://sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk/Doc/OpenDSS%20PVSystem%20Model.doc>>.

EPRI. **1wk-15min-loadshape**. [Online; acessado 12 de junho de 2020], Disponível em: <<https://sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk/Version8/Distrib/Examples/Loadshapes/1wk-15min-loadshape.csv>>.

EPRI. **Storage2 element**. [Online; acessado 30 de maio de 2020], Disponível em: <<https://sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk/Version8/Distrib/Doc/Storage2.pdf>>.

EPRI. **Opendss pvsystem and invcontrol element models**. [Online; acessado 30 de maio de 2020], Disponível em: <https://sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk/Version8/Distrib/Doc/PVSystem_InvControl.pdf>.

ETAP. **Etap solutions catalog**. [Online; acessado 30 de maio de 2020], Disponível em: <https://etap.com/docs/default-source/brochures/etap-solutions-overview.pdf?sfvrsn=88144c7c_24>.

FAN, X. et al. Battery technologies for grid-level large-scale electrical energy storage. **Transactions of Tianjin University**, [S.l.], p. 1–12, 2020.

GAZOLI, J.; VILLALVA, M. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. **São Paulo: Érica**, [S.l.], 2012.

GORANOVA, M.; DIMITROV, B. Experimental study of flexible photovoltaic cells and a comparative analysis of the performance of different technologies. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON ELECTRICAL APPARATUS AND TECHNOLOGIES (SIELA), 2014., 2014. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–4.

IEEE PES. **IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group**. [Online; acessado 20 de maio de 2018], Disponível em: <<http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/files/2017/08/feeder34.zip>>.

Kalkhambkar, V.; Kumar, R.; Bhakar, R. Joint optimal allocation methodology for renewable distributed generation and energy storage for economic benefits. **IET Renewable Power Generation**, [S.l.], v. 10, n. 9, p. 1422–1429, 2016.

KARMIRIS, G.; TENGNÉR, T. Peak shaving control method for energy storage. **Corporate Research Center, Vasterås, Sweden**, [S.l.], 2013.

KERSTING, W. **Distribution system modeling and analysis**. [S.l.]: CRC Press, 2001. (Electric power engineering series).

KHALID MEHMOOD, K. et al. Optimal sizing and allocation of battery energy storage systems with wind and solar power dgs in a distribution network for voltage regulation considering the lifespan of batteries. **IET Renewable Power Generation**, [S.l.], v. 11, n. 10, p. 1305–1315, 2017.

LEVRON, Y.; SHMILOVITZ, D. Power systems' optimal peak-shaving applying secondary storage. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v. 89, p. 80–84, 2012.

MALINOWSKI, M.; LEON, J. I.; ABU-RUB, H. Photovoltaic energy systems. **Power Electronics in Renewable Energy Systems and Smart Grid: Technology and Applications**, [S.l.], p. 347–389, 2019.

MATHWORKS. **Electrical power systems simulation**. [Online; acessado 30 de maio de 2020], Disponível em: <<https://www.mathworks.com/services/consulting/proven-solutions/electrical-power-systems-simulation.html>>.

Podder, S.; Khan, M. Z. R. Comparison of lead acid and li-ion battery in solar home system of bangladesh. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON INFORMATICS, ELECTRONICS AND VISION (ICIEV), 2016., 2016. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2016. p. 434–438.

RAMALAKSHMI, S. S. Optimal siting and sizing of distributed generation using fuzzy-ep. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON RECENT ADVANCEMENTS IN ELECTRICAL, ELECTRONICS AND CONTROL ENGINEERING, 2011., 2011. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2011. p. 470–477.

TREMBLAY, O.; DESSAINT, L.; DEKKICHE, A. A generic battery model for the dynamic simulation of hybrid electric vehicles. In: IEEE VEHICLE POWER AND PROPULSION CONFERENCE, 2007., 2007. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2007. p. 284–289.

VILATHGAMUWA, M.; NAYANASIRI, D.; GAMINI, S. **Power electronics for photovoltaic power systems**. [S.l.: s.n.], 2015.

WOLFE, P. R. What is photovoltaics? In: _____. **The solar generation**: childhood and adolescence of terrestrial photovoltaics. [S.l.: s.n.], 2018. p. 9–24.

YANG, Z. et al. Design techniques of distributed photovoltaic/energy storage system. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL MACHINES AND SYSTEMS (ICEMS), 2017., 2017. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–5.

YAO, L. W. et al. Modeling of lithium-ion battery using matlab/simulink. In: IECON 2013 - 39TH ANNUAL CONFERENCE OF THE IEEE INDUSTRIAL ELECTRONICS SOCIETY, 2013. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2013. p. 1729–1734.

ANEXO A – PARÂMETROS IEEE34 BUS

Overhead Line Configurations (Config.)				
Config.	Phasing	Phase	Neutral	Spacing ID
		ACSR	ACSR	
300	B A C N	1/0	1/0	500
301	B A C N	#2 6/1	#2 6/1	500
302	A N	#4 6/1	#4 6/1	510
303	B N	#4 6/1	#4 6/1	510
304	B N	#2 6/1	#2 6/1	510

Line Segment Data

Node A	Node E	Length(ft.)	Config
800	802	2580	300
802	806	1730	300
806	808	32230	300
808	810	5804	303
808	812	37500	300
812	814	29730	300
814	850	10	301
816	818	1710	302
816	824	10210	301
818	820	48150	302
820	822	13740	302
824	826	3030	303
824	828	840	301
828	830	20440	301
830	854	520	301
832	858	4900	301
832	888	0	XFMM-1
834	860	2020	301
834	842	280	301
836	840	860	301
836	862	280	301
842	844	1350	301
844	846	3640	301
846	848	530	301
850	816	310	301
852	832	10	301
854	856	23330	303
854	852	36830	301
858	864	1620	302
858	834	5830	301
860	836	2680	301
862	838	4860	304
888	890	10560	300

Transformer Data

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Substation:	2500	69 - D	24.9 - Gr. W	1	8
XFMM -1	500	24.9 - Gr.W	4.16 - Gr. W	1.9	4.08

Spot Loads

Node	Load Model	Ph-1 kW	Ph-1 kVAr	Ph-2 kW	Ph-2 kVAr	Ph-3 kW	Ph-4 kVAr
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
840	Y-I	9	7	9	7	9	7
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16
890	D-I	150	75	150	75	150	75
830	D-Z	10	5	10	5	25	10
Total		344	224	344	224	359	229

Distributed Loads

Node A	Node B	Load Model	Ph-1 kW	Ph-1 kVAr	Ph-2 kW	Ph-2 kVAr	Ph-3 kW	Ph-3 kVAr
802	806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
808	810	Y-I	0	0	16	8	0	0
818	820	Y-Z	34	17	0	0	0	0
820	822	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
816	824	D-I	0	0	5	2	0	0
824	826	Y-I	0	0	40	20	0	0
824	828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
828	830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
854	856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
832	858	D-Z	7	3	2	1	6	3
858	864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
858	834	D-PQ	4	2	15	8	13	7
834	860	D-Z	16	8	20	10	110	55
860	836	D-PQ	30	15	10	6	42	22
836	840	D-I	18	9	22	11	0	0
862	838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
842	844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
844	846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11
846	848	Y-PQ	0	0	23	11	0	0
Total			262	133	240	120	220	114

ANEXO B – PARÂMETROS IEEE34 BUS

Shunt Capacitors

Node	Ph-A kVAr	Ph-B kVAr	Ph-C kVAr
844	100	100	100
848	150	150	150
Total	250	250	250

Regulator Data

Regulator ID:	1		
Line Segment:	814 - 850		
Location:	814		
Phases:	A- B-C		
Connection:	3-Ph,LG		
Monitoring Phase:	A-B-C		
Bandwidth:	2.0 volts		
PT Ratio:	120		
Primary CT Rating:	100		
Compensator Settings:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	2.7	2.7	2.7
X - Setting:	1.6	1.6	1.6
Voltage Level:	122	122	122

Regulator ID:	2		
Line Segment:	852 - 832		
Location:	852		
Phases:	A- B-C		
Connection:	3-Ph,LG		
Monitoring Phase:	A-B-C		
Bandwidth:	2.0 volts		
PT Ratio:	120		
Primary CT Rating:	100		
Compensator Settings:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	2.5	2.5	2.5
X - Setting:	1.5	1.5	1.5
Voltage Level:	124	124	124

Configuration 300:

----- Z & B Matrices Before Changes -----

Z (R +jX) in ohms per mile					
<u>1.3368</u>	<u>1.3343</u>	0.2101	0.5779	0.2130	0.5015
		<u>1.3238</u>	<u>1.3569</u>	0.2066	0.4591
				<u>1.3294</u>	<u>1.3471</u>
B in micro Siemens per mile					
5.3350	-1.5313	-0.9943			
	5.0979	-0.6212			
			4.8880		

Configuration 301:

Z (R +jX) in ohms per mile					
<u>1.9300</u>	<u>1.4115</u>	0.2327	0.6442	0.2359	0.5691
		<u>1.9157</u>	<u>1.4281</u>	0.2288	0.5238
				<u>1.9219</u>	<u>1.4209</u>
B in micro Siemens per mile					
5.1207	-1.4364	-0.9402			
	4.9055	-0.5951			
			4.7154		

Configuration 302:

Z (R +jX) in ohms per mile					
<u>2.7995</u>	<u>1.4855</u>	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		<u>0.0000</u>	<u>0.0000</u>	0.0000	0.0000
				<u>0.0000</u>	<u>0.0000</u>
B in micro Siemens per mile					
4.2251	0.0000	0.0000			
	0.0000	0.0000			
			0.0000		

Configuration 303:

Z (R +jX) in ohms per mile					
<u>0.0000</u>	<u>0.0000</u>	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		<u>2.7995</u>	<u>1.4855</u>	0.0000	0.0000
				<u>0.0000</u>	<u>0.0000</u>
B in micro Siemens per mile					
0.0000	0.0000	0.0000			
		4.2251	0.0000		
			0.0000		

Configuration 304:

Z (R +jX) in ohms per mile					
<u>0.0000</u>	<u>0.0000</u>	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		<u>1.9217</u>	<u>1.4212</u>	0.0000	0.0000
				<u>0.0000</u>	<u>0.0000</u>
B in micro Siemens per mile					
0.0000	0.0000	0.0000			
		4.3637	0.0000		
			0.0000		

APÊNDICE A – DADOS DA CURVA DE CARGA

Horas	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Dia 6	Dia 7	Média
0	0,4978831	0,6848792	0,7611272	0,6663245	0,5315134	0,5376983	0,5837950	0,609031524
1	0,5005890	0,6686439	0,7281734	0,6373329	0,5193369	0,5135386	0,5648538	0,590352625
2	0,4949839	0,6356900	0,7060431	0,6222572	0,5148915	0,5008789	0,5443664	0,574158723
3	0,4992360	0,6185850	0,6855556	0,5989673	0,5012655	0,4952739	0,5351857	0,562009845
4	0,4952739	0,6184883	0,6820767	0,6072782	0,5146016	0,4887024	0,5434000	0,564260149
5	0,5119924	0,6467069	0,7375473	0,6798540	0,5747109	0,5294840	0,5954883	0,610826245
6	0,5051310	0,6333707	0,7740768	0,6977321	0,5905597	0,5518075	0,6130765	0,623679205
7	0,5154714	0,6682573	0,8145684	0,7318456	0,6075681	0,5768370	0,6409085	0,650779486
8	0,5231058	0,7370641	0,8309004	0,7703079	0,6506690	0,6358731	0,6786943	0,689516386
9	0,5418538	0,7937911	0,8568962	0,8237491	0,6901943	0,6750169	0,7295263	0,730146825
10	0,5849547	0,8550601	0,8733248	0,8584425	0,7163834	0,7141607	0,7943709	0,770956737
11	0,6138497	0,8827954	0,8831820	0,8792198	0,7575516	0,7533045	0,8158248	0,797961105
12	0,6284421	0,9315014	0,8863711	0,8615349	0,7931146	0,7924483	0,8259718	0,817054898
13	0,6570472	0,9399090	0,8955518	0,8643374	0,7894424	0,8216231	0,8593122	0,83246043
14	0,7182196	0,9499594	0,9127535	0,8582492	0,8046147	0,8377618	0,8596988	0,848750971
15	0,7723373	0,9623775	0,9247367	0,8711988	0,8084802	0,8477156	0,8796064	0,866636052
16	0,7903121	0,9878418	0,9115938	0,8480055	0,7993478	0,8486819	0,8686862	0,864924165
17	0,8100264	0,9768250	0,8837618	0,7945642	0,7707911	0,8054844	0,8387281	0,840025868
18	0,7995894	0,9615561	0,8651105	0,7511734	0,7383204	0,7894424	0,8339928	0,819883581
19	0,7905054	0,9430014	0,8452996	0,7131943	0,6971523	0,7767827	0,7970768	0,794716076
20	0,7965936	0,9202913	0,8437534	0,6944464	0,6776313	0,7590978	0,7788121	0,781517977
21	0,7864466	0,8634677	0,8076105	0,6602363	0,6672909	0,7202490	0,7542658	0,751366671
22	0,7571650	0,8205601	0,7475978	0,6138497	0,6256396	0,6674842	0,7021775	0,704924825
23	0,7025641	0,8018121	0,7080725	0,5670765	0,5783832	0,6155892	0,6539548	0,661064615

APÊNDICE B – CÓDIGO SISTEMA FOTOVOLTAICO

```
New PVSystem.PV1 phases=3 bus1=trafo_pv1 kV=0.48 kVA=802  
irrad=.98 Pmpp=500 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1  
effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

```
New Transformer.pv_up1 phases=3 xh1=5.750000  
~ wdg=1 bus=trafo_pv1 kV=0.48 kVA=2000 conn=wye  
~ wdg=2 bus=802 kV=24.9 kVA=2000 conn=wye
```

```
New monitor.PV1 element=PVSystem.PV1 terminal=1 mode=3  
ppolar=no
```

APÊNDICE C – CÓDIGO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO

```
New Storage.Bat1 phases=3 bus1=trafo_pv1 kv=0.48 pf=0.9
kWrated=200 %reserve=15
~ effcurve=Eff kWhrated=600 %stored=0 %idlingkW=2 state=idling
%charge=30 ~ dispmode=default model=1 daily=Cargas
~ chargeTrigger=0.7 dischargeTrigger = 0.8

New Monitor.MonStorage1State element=Storage.Bat1 mode=3
New Monitor.MonStorage1Powers element=Storage.Bat1 mode=1
ppolar=No
```

APÊNDICE D – CÓDIGO PYTHON

```

# coding: utf-8

import win32com.client
import matplotlib.pyplot as plt
from pylab import *

class DSS():

    def __init__(self, adress):

        self.adress = adress
        self.dssObj = win32com.client.Dispatch
            ("OpenDSSEngine.DSS")

        if self.dssObj.Start(0) == False:
            print "Problemas em iniciar o OpenDSS"
        else:
            # Criar variaveis paras as principais interfaces
            self.dssText = self.dssObj.Text
            self.dssCircuit = self.dssObj.ActiveCircuit
            self.dssSolution = self.dssCircuit.Solution
            self.dssCktElement = self.dssCircuit.ActiveCktElement
            self.dssBus = self.dssCircuit.ActiveBus
            self.dssLines = self.dssCircuit.Lines
            self.dssTranformers = self.dssCircuit.Transformers
            self.dssLoadShapes = self.dssCircuit.LoadShapes
            self.dssPVsystems = self.dssCircuit.PVSystems

    def versao_DSS(self):
        return self.dssObj.Version

    def compila_DSS(self):
        self.dssObj.ClearAll()
        self.dssText.Command = "compile " + self.adress

```

```

def solve_dss_daily (self , niter):
    self.dssText.Command = "Solve MaxControl = 100"
    self.dssText.Command = "Set ControlMode = Time"
    self.dssText.Command = " Set Mode = Daily StepSize =1.0h
                               number =" + str(niter)
    self.dssSolution.Solve()

def ativa_elemento(self , nome_elemento):
    self.dssCircuit.SetActiveElement(nome_elemento)
    return self.dssCktElement.Name

def get_barras_elemento(self):

    barra = self.dssCktElement.BusNames
    return barra

def get_potencias_elemento1(self):
    self.dssText.Command = '? Storage.Bat1.kwhstored '
    kWhstored = self.dssText.Result
    return kWhstored

def get_potencias_elemento2(self):
    self.dssText.Command = '? Storage.Bat2.kwhstored '
    kWhstored = self.dssText.Result
    return kWhstored

def get_potencias_elemento3(self):
    self.dssText.Command = '? Storage.Bat3.kwhstored '
    kWhstored = self.dssText.Result
    return kWhstored

def get_potencias_pv(self):

    objeto.ativa_elemento("PVsystem.PV1")
    pv_power1 = self.dssCktElement.Powers
    print(pv_power1)

    objeto.ativa_elemento("PVsystem.PV2")

```

```

pv_power2 = self.dssCktElement.Powers
print(pv_power1)

objeto.ativa_elemento("PVsystem.PV3")
pv_power3 = self.dssCktElement.Powers
print(pv_power1)

return pv_power1[0], pv_power2[0], pv_power3[0]

def define_state(self, loadshape):
    cont = 0
    if(12 <= i and i < 18):
        if(float(objeto.get_potencias_elemento1()) >
           600 * 0.1):
            cont = cont + 1
        if (float(objeto.get_potencias_elemento2()) >
           600 * 0.1):
            cont = cont + 1
        if (float(objeto.get_potencias_elemento2()) >
           600 * 0.1):
            cont = cont + 1

        valor_aux = ((loadshape[i-1]-0.8)*2.9)*1000
        valor = valor_aux*100/(400*cont)
        print("Loadshape:" + str(loadshape[i-1]))
        print("Valor:" + str(valor))
    else:
        valor = 15

    # print u"Elemento Ativo: " + \
    objeto.ativa_elemento("Storage.Bat1")
    self.dssCktElement.Properties("%discharge").Val =
    str(valor)

    # print u"Elemento Ativo: " + \
    objeto.ativa_elemento("Storage.Bat2")
    self.dssCktElement.Properties("%Discharge").Val =
    str(valor)

```

```

# print u"Elemento Ativo: " + \
objeto.ativa_elemento("Storage.Bat3")
self.dssCktElement.Properties("%Discharge").Val =
str(valor)

if __name__ == "__main__":

    objeto = DSS("C:\TCC\Tcc_2\OpenDSS\projeto\master.dss")

    loadshape = (0.609031524357143,0.590352624821429,
0.574158723071429,0.562009845214286,0.56426014875,
0.610826244892857,0.623679205321429,0.650779486107143,
0.689516386214286,0.730146825392857,0.770956736821429,
0.797961105392857,0.81705489775,0.832460430428571,
0.848750971,0.866636051821429,0.8649241645,0.840025867964286,
0.819883580821429,0.794716076107143,0.781517977107143,
0.751366671428572,0.704924825285714,0.661064615357143)

    v_bat1 = []
    v_bat2 = []
    v_bat3 = []
    v_pv1 = []
    v_pv2 = []
    v_pv3 = []
    source = []
    power = []
    horas = []
    i = 0

    while(i <24):

        objeto.compila_DSS()
        objeto.define_state(loadshape)
        objeto.solve_dss_daily(i)

        print "\n###Hora:" +str(i) + " ###\n"

        # Informa es do elemento escolhido
        print u"Elemento Ativo: " + objeto.ativa_elemento

```

```

(" Storage . Bat1 ")
bat1 = float(objeto . get_potencias_elemento1 ())
print(bat1)
print(type(bat1))
#print(" Valor de i: " + str(i))
v_bat1 . append(bat1)

print u"Elemento Ativo: " + objeto . ativa_elemento
(" Storage . Bat2 ")
bat2 = float(objeto . get_potencias_elemento2 ())
print(bat2)
v_bat2 . append(bat2)

print u"Elemento Ativo: " + objeto . ativa_elemento
(" Storage . Bat3 ")
bat3 = float(objeto . get_potencias_elemento3 ())
print(bat3)
v_bat3 . append(bat3)

pv_power1 , pv_power2 , pv_power3 =
objeto . get_potencias_pv ()

v_pv1 . append( float (pv_power1)* -3)
v_pv2 . append( float (pv_power1) * -3)
v_pv3 . append( float (pv_power1) * -3)

source . append( loadshape [ i]*2500)

if(i == 0):
    power . append( source [ i] + 121)

elif(i <7):
    power . append( source [ i] +
        (v_bat1 [ i] - v_bat1 [ i-1] - v_pv1 [ i]) +
        (v_bat2 [ i] - v_bat2 [ i-1] - v_pv2 [ i-1]) +
        (v_bat3 [ i] - v_bat3 [ i-1] - v_pv3 [ i-1]))
else :
    power . append( source [ i] + (v_bat1 [ i] - v_bat1 [ i - 1])
        + (v_bat2 [ i] - v_bat2 [ i - 1]) +

```

```

        (v_bat3[i] - v_bat3[i - 1]))

    horas.append(i)
    i= i+1

print("\n### STORAGE ###\n")
print(v_bat1)
print(v_bat2)
print(v_bat3)
print("\n### PVSYSYSTEM ###\n")
print(v_pv1)
print(v_pv2)
print(v_pv3)
print("\n### SOURCE ###\n")
print(source)

print("\n### POWER ###\n")
print(power)
ref=2500
power_pu =[float(valor)/ref for valor in power]
print(power_pu)

plt.plot(horas ,v_bat1 , linestyle='--', color = 'blue ',
markersize = 4)
plt.plot(horas ,v_bat2 , linestyle='--', color = 'red ',
markersize = 4)
plt.plot(horas ,v_bat3 , linestyle='--', color = 'black ',
markersize = 4)
plt.xlabel('Tempo(horas)', fontsize=15)
plt.ylabel('Potencia kW', fontsize=15)
axes = plt.gca()
axes.yaxis.grid(b=True , color='black ', alpha=0.3,
linestyle='-.', linewidth=1)
plt.show()

plt.plot(horas ,loadshape ,linestyle='--', marker='o',
color = 'blue ', markersize = 4)
plt.plot(horas ,power_pu ,linestyle='--', marker='o',

```

```
color = 'red', markersize = 4)
plt.xlabel('Tempo(horas)', fontsize=15)
plt.ylabel('Potencia pu', fontsize=15)
plt.ylim(0.5,0.9)
axes = plt.gca()
axes.yaxis.grid(b=True, color='black', alpha=0.3,
linestyle='-', linewidth=1)
plt.legend(['Curva de Demanda', 'Potencia rede eletrica'],
fontsize=14)
plt.show()
```

