



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JOHN ALISSON DE OLIVEIRA PEREIRA

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA CURVA DE CARGA EM
UM ALIMENTADOR DE MÉDIA TENSÃO UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS**

FORTALEZA

2023

JOHN ALISSON DE OLIVEIRA PEREIRA

ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA CURVA DE CARGA EM
UM ALIMENTADOR DE MÉDIA TENSÃO UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Lucas Silveira Melo

FORTALEZA

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- P492a Pereira, John Alisson de Oliveira.
Análise do impacto da geração distribuída na curva de carga em um alimentador de média tensão utilizando o software OpenDSS / John Alisson de Oliveira Pereira. – 2023.
87 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2023.
Orientação: Prof. Dr. Lucas Silveira Melo.
1. OpenDSS. 2. Geração Distribuída. 3. Impactos. 4. Elemento de Armazenamento. 5. Curva de carga. I. Título.

CDD 621.3

JOHN ALISSON DE OLIVEIRA PEREIRA

ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA CURVA DE CARGA EM
UM ALIMENTADOR DE MÉDIA TENSÃO UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDS

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Lucas Silveira Melo
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Ítalo Gomes de Melo
ENEL Ceará

FORTALEZA

2023

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, que sempre me apoiaram e me deram totais condições de focar apenas em concluir o curso, ajudando-me no que fosse necessário.

À minha prima, Antônia Tatiana, que no momento mais difícil dessa jornada não me deixou desistir.

Ao meu amigo, João Paulo, que sempre acreditou no meu potencial.

Ao meu amigo e companheiro de curso, João Paulo, que tive o prazer de conhecê-lo em 2019 e dividir diversas disciplinas e momentos do curso, inclusive este TCC.

Ao meu ex-professor, Josué Lima, que sou eternamente grato pelos conhecimentos e por ter me dado um caminho a seguir.

Ao Prof. Dr. Lucas Melo que orientou este trabalho.

Aos meus amigos Luan e Karlyhellen, casal que me acompanham desde o ensino médio e que dividiram comigo anos da graduação.

Aos meus ex-companheiros de trabalho na ENEL, onde pude conviver 2 anos da minha vida com eles em meu estágio.

Aos colegas de faculdade que dividi projetos e trabalhos.

E a todos que estiveram e passaram na minha vida neste período e que me fizeram continuar a chegar até aqui.

RESUMO

Com o crescimento das fontes de energias renováveis, em especial a geração distribuída, torna-se fundamental analisar os impactos das interações entre esse novo tipo de energia e a rede de distribuição já existente. Este trabalho tem como objetivo utilizar o *software OpenDSS* para modelar um alimentador real da ENEL Distribuição Ceará com a finalidade de se analisar, por meio de simulações, os impactos da microgeração distribuída no sistema de distribuição de energia elétrica, especificamente na curva de carga, a fim de mitigar para esse efeito utilizando elementos de armazenamento (bateria). As simulações foram feitas considerando 3 (três) cenários, em que para cada caso foi definido uma porcentagem de penetração de geração distribuída no sistema. No cenário 1, com uma penetração de 25% de GD, foi possível obter, com a adição de bateria no circuito, uma redução de 26% na variação de potência na curva de carga. No cenário 2, teve-se uma redução de 34% na variação de potência e uma redução de 26% na energia injetada referente a curva de carga com a presença de bateria. No cenário 3, obteve-se uma redução na variação de potência de 47% e uma redução na energia injetada na rede de 13%. Todos os valores se referem ao período correspondido entre 16h e 19h. A partir da análise dos dados e informações obtidas nas simulações, conclui-se que a utilização de baterias para armazenamento para uso posterior, em períodos de alta demanda, se mostra bastante eficiente, reduzindo tanto a variação de potência exigida ao alimentador, ou seja, evitando possíveis danos físicos aos equipamentos da rede, como reduzindo também o nível de energia injetada no sistema.

Palavras-chaves: *OpenDSS*, Geração Distribuída, Impactos, Elemento de Armazenamento, Alimentador Real, Curva de Carga.

ABSTRACT

With the growth of renewable energy sources, especially distributed generation, it is essential to analyze the impacts of interactions between this new type of energy and the existing distribution network. This work aims to use the OpenDSS software to model a real ENEL Distribuição Ceará feeder with the purpose of analyzing, through simulations, the impacts of distributed microgeneration on the electrical energy distribution system, specifically on the load curve, in order to mitigate this effect using storage elements (battery). The simulations were carried out considering 3 (three) scenarios, in which for each case a percentage of distributed generation penetration in the system was defined. In scenario 1, with a penetration of 25% of DG, it was possible to obtain, with the addition of a battery in the circuit, a 26% reduction in the power variation in the load curve. In scenario 2, there was a 34% reduction in power variation and a 26% reduction in injected energy related to the load curve with the presence of a battery. In scenario 3, a reduction in power variation of 47% and a reduction in energy injected into the grid of 13% were obtained. All values refer to the period between 4pm and 7pm. From the analysis of the data and information obtained in the simulations, it is concluded that the use of batteries for storage for later use, in periods of high demand, proves to be quite efficient, reducing both the power variation required from the feeder, i.e. avoiding possible physical damage to network equipment, as well as reducing the level of energy injected into the system.

Keywords: OpenDSS, Distributed Generator, Impacts, Real Power Transformer, Storage, Load Curve.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – DEC por alimentador em Caucaia entre janeiro e julho de 2023.	16
Figura 2 – Sistema Interligado Nacional (SIN).	19
Figura 3 – Matriz elétrica brasileira em 2023.	20
Figura 4 – Estrutura física de uma junção p-n de uma célula fotovoltaica.	21
Figura 5 – Eficiência das células fotovoltaicas para diferentes tipos de semicondutores.	22
Figura 6 – Circuito equivalente da célula fotovoltaica para o modelo com um diodo.	23
Figura 7 – Potência e corrente elétrica em função da tensão.	23
Figura 8 – Influência da associação em série de células fotovoltaicas na curva I-V.	24
Figura 9 – Influência da associação em paralelo de células fotovoltaicas na curva I-V.	25
Figura 10 – Mapa solarimétrico do Brasil.	26
Figura 11 – Influência da irradiância na curva I-V.	27
Figura 12 – Influência da temperatura na eficiência das células fotovoltaicas.	28
Figura 13 – Ajuste de sobretensão e subtensão para de baixa tensão para conexões GD.	30
Figura 14 – Ajuste de sobretensão e subtensão para rede de média tensão para conexões de GD.	30
Figura 15 – Fluxo de potência de um sistema de geração distribuída na rede de distribuição.	31
Figura 16 – Potência reativa requerida em função da tensão no sistema.	32
Figura 17 – Potência injetada ou absorvida pelo inversor em função da tensão nominal do sistema.	33
Figura 18 – Fator de potência de um inversor em função de sua potência nominal.	33
Figura 19 – Curva de carga ao decorrer dos anos na Califórnia.	35
Figura 20 – Aplicações e serviços de armazenamento no mundo (em % do total).	36
Figura 21 – Curva de preços de fontes renováveis e da bateria para armazenamento nos Estados Unidos.	37
Figura 22 – Fluxograma das etapas realizadas no trabalho.	39
Figura 23 – Trecho completo do alimentador CCA01C3 no Google Earth.	40
Figura 24 – Dados disponíveis no arquivo disponibilizado pela concessionária.	40
Figura 25 – Utilização da ferramenta régua para calcular a distância entre os barramentos 3 e 4.	42
Figura 26 – Características do condutor.	42
Figura 27 – Transformador representado no arquivo disponibilizado.	43
Figura 28 – Dados do transformador.	43
Figura 29 – Regulador de tensão representado no arquivo disponibilizado.	44
Figura 30 – Dados do regulador de tensão.	44
Figura 31 – Estrutura básica do OpenDSS.	45
Figura 32 – Barramento no OpenDSS.	46
Figura 33 – Terminal no OpenDSS.	47
Figura 34 – Elemento de transporte de energia no OpenDSS.	47
Figura 35 – Elemento de conversão de energia no OpenDSS.	48
Figura 36 – Configuração do Master no OpenDSS.	50
Figura 37 – Barramentos do alimentador CCA01C3 escolhidos para dimensionamento no OpenDSS.	51
Figura 38 – Definição das coordenadas no OpenDSS.	51
Figura 39 – Definição do comando Line no OpenDSS.	52
Figura 40 – Estrutura utilizada no alimentador e considerada para definição dos linecodes.	53

Figura 41 – Definição dos linecodes no OpenDSS.	53
Figura 42 – Definição de loads no OpenDSS.	55
Figura 43 – Definição de loadshape no OpenDSS.	55
Figura 44 – Definição do monitor no OpenDSS.	56
Figura 45 – Definição do transformer no OpenDSS.	56
Figura 46 – Potência nominal do regulador de tensão em função da corrente de linha.	57
Figura 47 – Definição do RegControl no OpenDSS.	58
Figura 48 – Modelo de GD utilizada pelo OpenDSS.	58
Figura 49 – Curva da temperatura no painel fotovoltaico ao longo do dia.	60
Figura 50 – TCurve definida no OpenDSS.	60
Figura 51 – Curva da eficiência do inversor em função da sua potência nominal.	61
Figura 52 – Effcurve definida no OpenDSS.	61
Figura 53 – Irradiação no painel solar ao decorrer do dia.	62
Figura 54 – Irradiação definida no OpenDSS.	62
Figura 55 – Curva da eficiência do inversor em função da temperatura.	62
Figura 56 – EffxT definida no OpenDSS.	63
Figura 57 – Definição do PVsystem no OpenDSS.	63
Figura 58 – Esquemática do elemento de armazenamento no OpenDSS.	63
Figura 59 – Operação do elemento Storage no modo externo no OpenDSS.	64
Figura 60 – Vetor de carga para o Storage no modo seguidor definido no OpenDSS.	65
Figura 61 – Período ilhado do elemento Storage.	66
Figura 62 – Período de carga do elemento Storage.	66
Figura 63 – Novo período ilhado do elemento Storage.	66
Figura 64 – Período de descarga do elemento Storage.	67
Figura 65 – Último período ilhado do elemento Storage.	67
Figura 66 – Operação do modo externa ao decorrer do dia.	67
Figura 67 – Representação do alimentador no OpenDSS.	69
Figura 68 – Curva de carga do alimentador com os parâmetros iniciais (sem a presença de GD).	70
Figura 69 – Barramento de conexão do elemento de armazenamento para as simulações dos cenários.	71
Figura 70 – Área que corresponde a energia injetada na rede entre 16h e 19h.	72
Figura 71 – Curva de carga com 25% de penetração da GD sem a presença de bateria.	73
Figura 72 – Comportamento da bateria para o cenário 1.	74
Figura 73 – Curva de carga com 25% de penetração da GD com a presença de bateria.	74
Figura 74 – Curva de carga com 50% de penetração da GD sem a presença de bateria.	76
Figura 75 – Comportamento da bateria para o cenário 2.	77
Figura 76 – Curva de carga com 50% de penetração da GD com a presença de bateria.	78
Figura 77 – Curva de carga com 100% de penetração da GD sem a presença de bateria.	79
Figura 78 – Comportamento da bateria para o cenário 3.	80
Figura 79 – Curva de carga com 100% de penetração da GD com a presença de bateria.	81

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Variação da potência ativa para o cenário 1 sem a presença de bateria.	73
Tabela 2 – Energia injetada na rede para o cenário 1 sem a presença de bateria.	73
Tabela 3 – Variação de potência ativa para o cenário 1 com a presença de bateria.	75
Tabela 4 – Energia injetada na rede para o cenário 1 com a presença de bateria.	75
Tabela 5 – Comparação do cenário 1 sem e com a presença de bateria.	75
Tabela 6 – Variação da potência ativa para o cenário 1 sem a presença de bateria.	76
Tabela 7 – Energia injetada na rede para o cenário 2 sem a presença de bateria.	76
Tabela 8 – Variação da potência ativa para o cenário 2 com a presença de bateria.	78
Tabela 9 – Energia injetada na rede para o cenário 2 com a presença de bateria.	78
Tabela 10 – Comparação do cenário 2 sem e com a presença de bateria.	79
Tabela 11 – Variação da potência ativa para o cenário 3 sem a presença de bateria.	79
Tabela 12 – Energia injetada na rede para o cenário 3 sem a presença de bateria.	80
Tabela 13 – Variação da potência ativa para o cenário 3 com a presença de bateria.	81
Tabela 14 – Energia injetada na rede para o cenário 3 com a presença de bateria.	81
Tabela 15 – Comparação do cenário 3 sem e com a presença de bateria.	82

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

MT – Média tensão

BT – Baixa tensão

CCA – Caucaia

CCA01C3 – Alimentador

COM – *Component Object Model*

CPE – Condições Padrões de Ensaio

DSS – *Distribution System Simulator*

EPRI – *Electric Power Research Institute*

GD – Geração Distribuída

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

p.u. – Por Unidade

PC – Elementos de Conversão de Energia

PD – Elementos de Transporte de Energia

SED – Subestação Distribuidora

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

SIN – Sistema Interligado Nacional

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	14
1.1. Motivação	15
1.2. Escolha do alimentador	15
1.3. Objetivo geral	16
1.3.1. Objetivos específicos	16
1.4. Organização do Trabalho	17
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1. Introdução	18
2.2. Sistema Elétrico Brasileiro	18
2.3. Matriz Elétrica Brasileira	19
2.4. Geração Distribuída	20
2.4.1. Células Fotovoltaicas	20
2.4.2. Características Elétricas das Células Fotovoltaicas	22
2.4.3. Irradiação	25
2.4.4. Influência da temperatura	27
2.4.5. Inversores	28
2.5. Impacto das GDs na rede de distribuição	29
2.5.1. Sobretensão	29
2.5.2. Fator de potência	31
2.5.3. Perda técnicas	33
2.6. Elementos de armazenamento como mitigação dos impactos de GDs na rede de distribuição	35
2.7. Considerações finais	37
3. METODOLOGIA E MODELAGEM DO ALIMENTADOR NO OPENDSS	39
3.1. Introdução	39
3.1.1. Levantamento dos dados	41
3.2. Introdução ao OpenDSS	44
3.2.1. Estrutura do OpenDSS	45
3.3. Elementos básicos	46
3.3.1. Barramentos	46
3.3.2. Terminais	46
3.3.3. Elementos de transporte de energia	47
3.3.4. Elementos de conversão de energia	47
3.4. Modelagem do alimentador no OpenDSS	48
3.4.1. Master	49

3.4.2.	<i>Buscoords</i>	50
3.4.3.	<i>Lines</i>	52
3.4.4.	<i>Linecodes</i>	52
3.4.5.	<i>Loads</i>	54
3.4.6.	<i>Loadshape</i>	55
3.4.7.	<i>Monitors</i>	55
3.4.8.	<i>Transformers</i>	56
3.4.9.	<i>RegControl</i>	57
3.4.10.	<i>PVSystem</i>	58
3.4.11.	<i>Storage</i>	63
4.	RESULTADOS	69
4.1.	Introdução	69
4.2.	Resultados da modelagem no OpenDSS e definição dos cenários	69
4.3.	Elemento de armazenamento para alívio da curva de carga	71
4.3.1.	<i>Cenário 1</i>	72
4.3.2.	<i>Cenário 2</i>	76
4.3.3.	<i>Cenário 3</i>	79
4.4.	Considerações finais	82
5.	CONCLUSÃO	83
5.1.	Trabalhos futuros	83
	REFERÊNCIAS	85
	APÊNDICE A – IO DO ALIMENTADOR CCA01C3	87
	APÊNDICE B – FICHA TÉCNICA DA BATERIA UTILIZADA COMO REFERÊNCIA	88

1. INTRODUÇÃO

A Geração Distribuída (GD) tem se tornado uma alternativa cada vez mais presente e relevante no sistema de distribuição de energia elétrica. Consistindo na produção de energia em pequena escala, próxima aos consumidores finais, a GD traz consigo uma série de benefícios, como a redução das perdas de transmissão e a diversificação da matriz energética (Barbosa e Filho, 2022).

No entanto, a implementação da geração distribuída na rede de distribuição também traz desafios e problemas a serem enfrentados. A variação da disponibilidade dessa fonte de energia pode levar a sobrecarga em alguns pontos, instabilidade na tensão elétrica, além de modificar a curva de carga do sistema, onde se tem a necessidade de acionamento de fontes de geração complementares no início do período de ponta de carga, que coincide com o fim da produção de energia da GD no dia (Barbosa e Filho, 2022).

Segundo Erber (2023), tão importante quanto a expansão da geração solar é a criação de instalações de armazenamento de energia para compensar a intermitência e sazonalidade desta fonte de energia renovável, a qual vem atendendo parte crescente da carga. Os sistemas de armazenamento de energia, de acordo com CHEN et al. (2009) estão diretamente relacionados com sistemas intermitentes de energia renovável.

Nesse contexto, os elementos de armazenamento surgem como uma solução promissora para os problemas da GD na rede de distribuição. Boicea (2014) define as baterias como a tecnologia de armazenamento com melhor custo-benefício disponível no mercado. O armazenamento de energia permite que seja acumulado excedente nos períodos de maior geração distribuída para uso posterior, em especial em momentos de alta demanda.

Portanto, a Geração Distribuída se apresenta como uma alternativa promissora para o sistema de distribuição de energia elétrica. Contudo, para garantir máxima eficiência e superar os problemas inerentes à sua implementação, é essencial contar com elementos de armazenamento eficientes, como baterias, tornando-se necessário analisar a implementação desses elementos para mitigação dos efeitos que esse sistema de energia pode ocasionar (Barbosa e Filho, 2022).

1.1. Motivação

A transição para fontes de energia renovável e sustentável, como a geração distribuída, é fundamental para combater as mudanças climáticas e reduzir nossa dependência de combustíveis fósseis. No entanto, a natureza intermitente e variável dessas fontes de energia pode criar desafios para o equilíbrio entre oferta e demanda. Ao analisar os impactos do armazenamento de energia nesse contexto, pode-se encontrar soluções eficientes para suavizar as flutuações em períodos de alta demanda, garantindo um fornecimento estável e confiável (Erber, 2023).

Além disso, continuando Erber (2023), a análise dos impactos do armazenamento de energia também permite otimizar o uso dos recursos disponíveis, identificando os momentos em que é mais benéfico utilizar a energia armazenada. Assim, reduzindo a dependência de fontes convencionais em períodos de alta demanda e minimizando os custos associados à geração e distribuição.

1.2. Escolha do alimentador

Dentre as regiões disponíveis, foi escolhida a de Caucaia, visto que é uma região metropolitana com grande quantidade de clientes e de alimentadores de grandes extensões de comprimento. Isso faz com que sofram impactos mais consideráveis em relação a outros alimentadores de outros conjuntos, como por exemplo, um maior consumo no DEC, indicador de qualidade e continuidade importante na avaliação do serviço de uma concessionária.

A ANEEL (Dicionário de dados – Continuidade) define o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) como “o tempo que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica para o período considerado (mês, trimestre ou ano)”. Com isso, quanto maior o DEC associado a um alimentador, pior é sua continuidade no fornecimento de energia.

A partir disso, foi analisado o alimentador com pior DEC em Caucaia entre os meses de janeiro e julho de 2023. O alimentador escolhido, então, foi o CCA01C3, conforme Figura 1. Os dados foram disponibilizados pela ENEL Distribuição Ceará.

Figura 1 – DEC por alimentador em Caucaia entre janeiro e julho de 2023.



Fonte: ENEL Distribuição Ceará (2023).

1.3. Objetivo geral

O referido trabalho tem como objetivo analisar o impacto da geração distribuída na curva de carga em um alimentador real de média tensão, localizado em Caucaia, com os dados fornecidos pela ENEL Distribuição Ceará, utilizando o *software Open Distribution Simulator (OpenDSS)*.

1.3.1. Objetivos específicos

Os principais objetivos deste trabalho são:

- Levantar os dados do alimentador CCA01C3;
- Modelar o alimentador com os dados reais, fornecidos pela concessionária;
- Modelar um script que simule o fluxo de carga no alimentador;
- Analisar o impacto de diferentes níveis de penetração da GD na curva de carga da rede de distribuição;
- Analisar a adição de elemento de armazenamento na rede para alívio da curva de carga proveniente da GD.

1.4. Organização do Trabalho

Este trabalho está organizado com a seguinte estrutura:

No Capítulo 1 é contextualizado o principal tema que será abordado e a estrutura com a qual o trabalho será apresentado.

No Capítulo 2 são apresentados diversos conceitos teóricos e normativos referentes à geração distribuída, tais como seu funcionamento, o impacto de variáveis em sua eficiência, além de explicar os impactos de sua conexão com a rede de distribuição. Além disso, é discorrido sobre a utilização de elementos de armazenamento na mitigação dos efeitos da GD na rede elétrica.

No Capítulo 3 são apresentados elementos básicos do OpenDSS e modelado todos os equipamentos do alimentador CCA01C3, inclusive os painéis solares e o elemento de armazenamento utilizado na simulação.

No Capítulo 4 é explanado a metodologia seguida e os resultados obtidos com as simulações, definindo os níveis de penetração da GD na rede de distribuição e analisando os três casos considerados, com e sem elemento de armazenamento (bateria).

No Capítulo 5 é apresentado a conclusão referente aos dados obtidos e ao sistema dimensionado, além de sugerir trabalhos futuros a respeito do tema.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

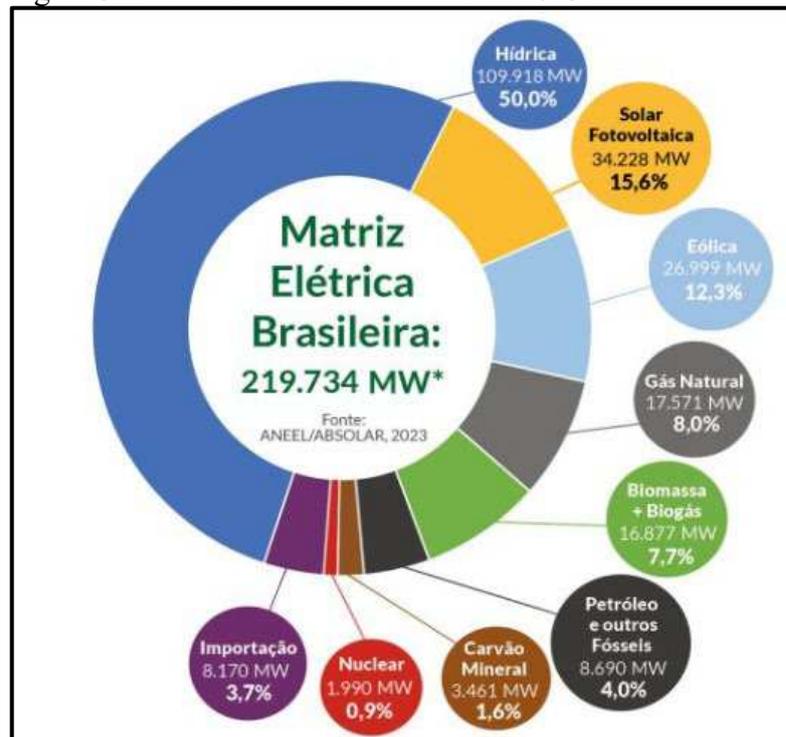
2.1. Introdução

Para se ter a análise dos impactos da GD nos sistemas de distribuição, primeiro é preciso descrever e entender como funciona o sistema elétrico brasileiro. Neste capítulo, é explanado a forma em que se organiza a rede elétrica em escala nacional, quem a controla, como se divide a matriz energética que a compõe, além de serem descritos conceitualmente elementos da geração distribuída e sua interação com o sistema de distribuição de energia elétrica, mostrando os impactos que essa traz no sistema.

2.2. Sistema Elétrico Brasileiro

A estrutura elétrica brasileira, formada pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), é composta de quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a região Norte, com exceção do estado do Amapá, como mostrado na . O SIN permite levar energia elétrica à praticamente todo o território nacional, possuindo como uma de suas vantagens a diversidade de fontes de energia, sendo composto por diversas usinas, como hidrelétricas, termelétricas, eólicas e solares, permitindo, assim, investimentos em energias renováveis e a consequente ampliação da matriz energética.

Figura 3 – Matriz elétrica brasileira em 2023.



Fonte: ABSOLAR/ANEEL (2023).

Nota-se que metade da energia produzida vem de hidrelétricas, mas que a energia solar fotovoltaica já representa 15,6% da potência total instalada, com 34,228 MW, vindo em segundo lugar. Isso mostra que a geração distribuída se faz cada vez mais presente na matriz energética brasileira.

2.4. Geração Distribuída

2.4.1. Células Fotovoltaicas

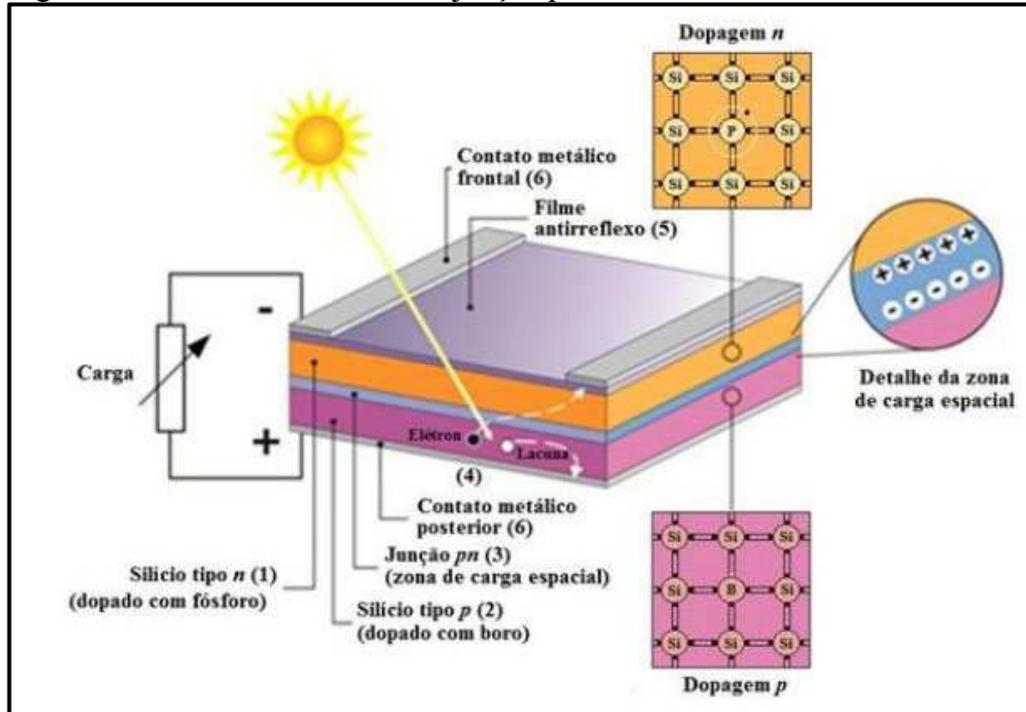
Os módulos fotovoltaicos são formados por células semicondutoras, normalmente de silício, e tem como princípio de funcionamento o efeito fotoelétrico.

Quando o painel recebe luz solar, absorve os fótons presentes na luz. Isso faz com que surja na camada P-N uma diferença de potencial e, como consequência, a geração de uma corrente elétrica contínua (Pinho e Galdino, 2014).

A camada P-N é uma interface do material semicondutor, uma dopada com impurezas do tipo P (positivo), sendo normalmente adicionado o elemento boro, uma vez que este possui menos elétrons que o silício, e outra dopada com impurezas do tipo N (negativo), sendo normalmente utilizado o fósforo, possuindo este um número maior de elétrons que o semicondutor. Entre as camadas P-N é formada uma barreira de potencial elétrico, conhecida

como barreira de potencial de junção. A Figura 4 resume o que foi descrito (Pinho e Galdino, 2014).

Figura 4 – Estrutura física de uma junção p-n de uma célula fotovoltaica.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Quando ocorre a absorção de fótons, a disponibilidade de energia é suficiente para romper a barreira de potencial entre as camadas. Com isso, há a passagem de elétrons da camada N para a camada P na zona de depleção (espaço entre a junção p-n que não há portadores). Nota-se, na figura anterior, que é necessário um contato metálico frontal (malha metálica) nas camadas P e N para ocorrer a condução de eletricidade (Pinho e Galdino, 2014).

A Figura 5 mostra diferentes níveis de eficiência de células fotovoltaicas em função do material semicondutor utilizado.

Figura 5 – Eficiência das células fotovoltaicas para diferentes tipos de semicondutores.

Material	Eficiência		
	Máxima Teórica	Em Laboratório	Produção em Série
Silício Mono	24,7%	18%	14%
Silício Poli	19,8%	15%	13%
Silício Amorfo	15%	10,5%	7,5%
CIGS	18,8%	14%	10%
CdTe	16,4%	10%	9%

Fonte: GreenPro (2023).

2.4.2. Características Elétricas das Células Fotovoltaicas

A corrente elétrica que passa em uma célula fotovoltaica pode ser definida como a soma da corrente de uma junção P-N no escuro (diodo semicondutor), isto é, quando a célula não está sendo exposta a luz, e da corrente gerada pela absorção dos fótons com a incidência de radiação solar. A equação que descreve a corrente em uma célula fotovoltaica pode ser descrita a partir do diodo ideal, sendo derivada da Equação de Shockley (Pinho e Galdino, 2014):

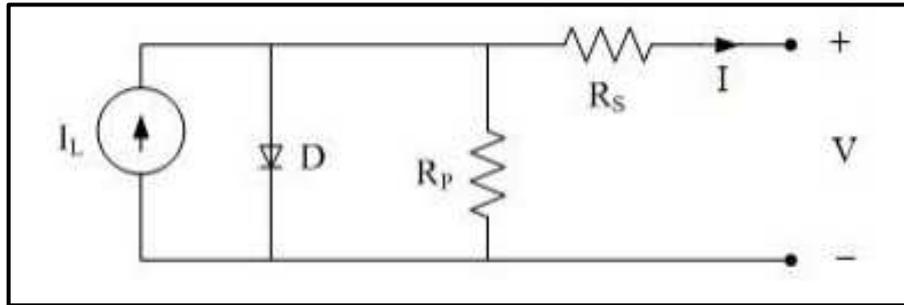
$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] \quad (2.1)$$

Em que:

- I_L : corrente fotogerada (A);
- I_0 : corrente de saturação reversa do diodo (A);
- n : fator de idealidade do diodo: normalmente entre os números 1 e 2 (adimensional);
- q : carga no elétron (C);
- k : constante de Boltzman ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K); e
- T : temperatura absoluta (K).

Com a equação da corrente em uma célula e sabendo da participação da junção P-N no escuro como diodo, tem-se o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica, onde os parâmetros R_p e R_s representam as resistências em série e paralelo, conforme mostrado na Figura 6:

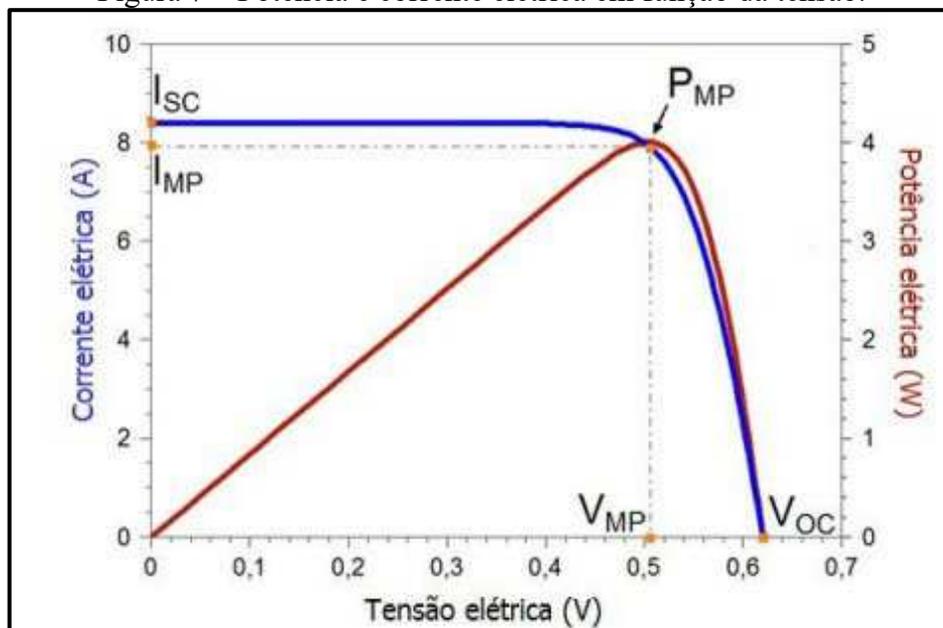
Figura 6 – Circuito equivalente da célula fotovoltaica para o modelo com um diodo.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Pode-se, agora, traçar a curva I-V, que mostra a corrente elétrica em uma célula fotovoltaica em função da tensão aplicada a ela e, a partir disso, determinar a curva de potência em função da tensão, denominada P-V. A Figura 7 mostra em azul a curva I-V e em vermelho a curva P-V. O ponto P_{MP} destacado é o de máxima potência da célula. O gráfico mostra valores para uma célula de silício cristalino de 156 mm x 156 mm, sob condições padrões de ensaio, ou seja, irradiância de 1.000 W/m², espectro solar AM1,5 e temperatura da célula fotovoltaica de 25°C (Pinho e Galdino, 2014).

Figura 7 – Potência e corrente elétrica em função da tensão.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

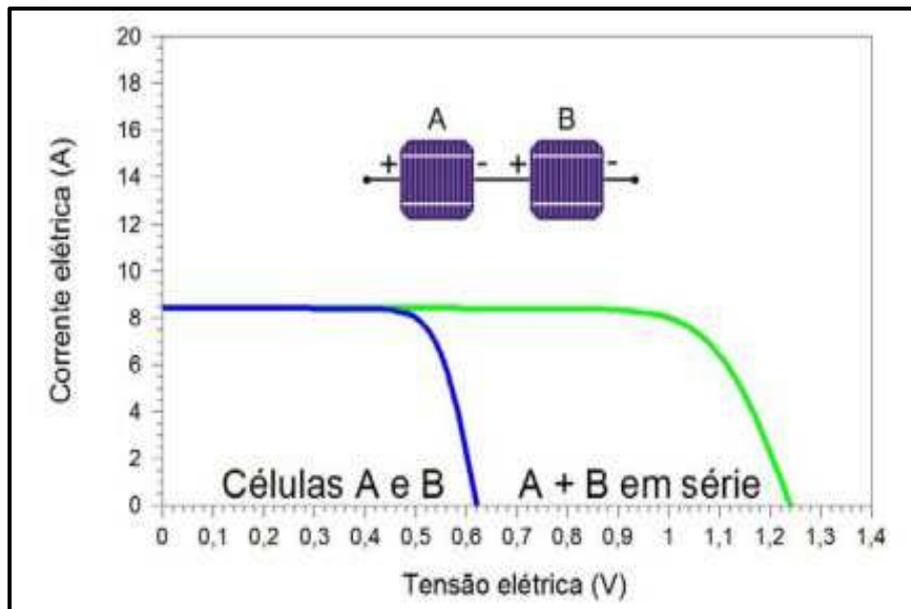
Na qual:

- I_{SC} (A): Corrente de curto-circuito;
- V_{OC} (V): Tensão de Circuito Aberto V_{oc} (V);

- V_{MP} (V): Tensão para Máxima Potência (V_{mp});
- I_{MP} (A): Corrente para Máxima Potência (I_{mp});
- P_{MP} (W): Ponto de Máxima Potência.

Por fim, pode-se analisar a associação das células em série e paralelo. Na associação em série, tem-se os terminais positivos conectados aos terminais negativos das células adjacentes. Essa configuração permite uma mesma corrente em todas as células do circuito e uma tensão equivalente sendo a soma das tensões em cada módulo fotovoltaico (Pinho e Galdino, 2014). A Figura 8 mostra a influência da associação em série na curva I-V da célula fotovoltaica.

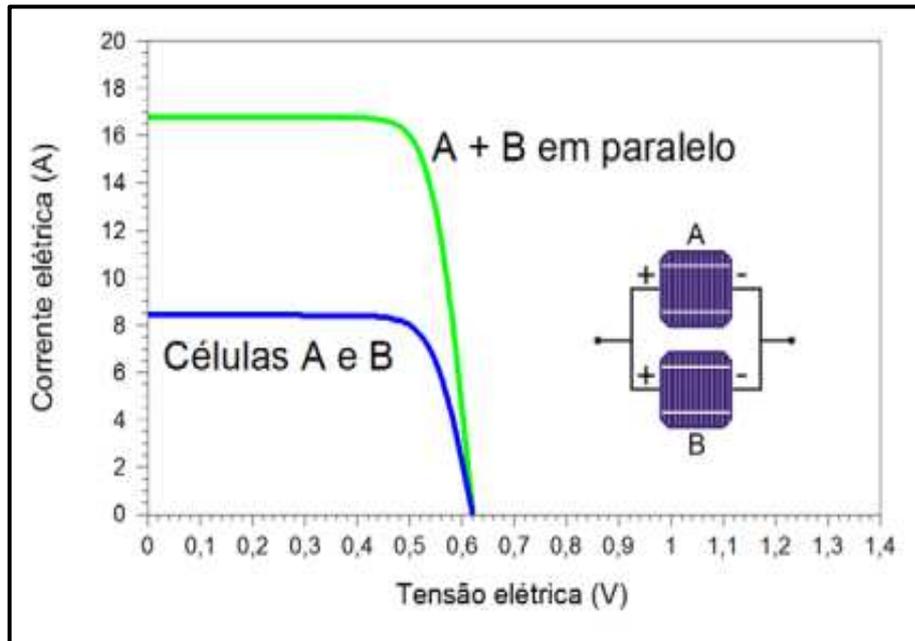
Figura 8 – Influência da associação em série de células fotovoltaicas na curva I-V.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Já na associação em paralelo, todos os terminais positivos dos módulos são ligados em um ponto comum sendo feito igualmente para os terminais negativos. Com isso, tem-se uma tensão equivalente igual a tensão aplicada entre os terminais dos painéis e uma corrente equivalente sendo a soma das correntes que passam em cada um dos módulos (Pinho e Galdino, 2014). A Figura 9 mostra a influência da associação paralelo na curva I-V da célula fotovoltaica.

Figura 9 – Influência da associação em paralelo de células fotovoltaicas na curva I-V.

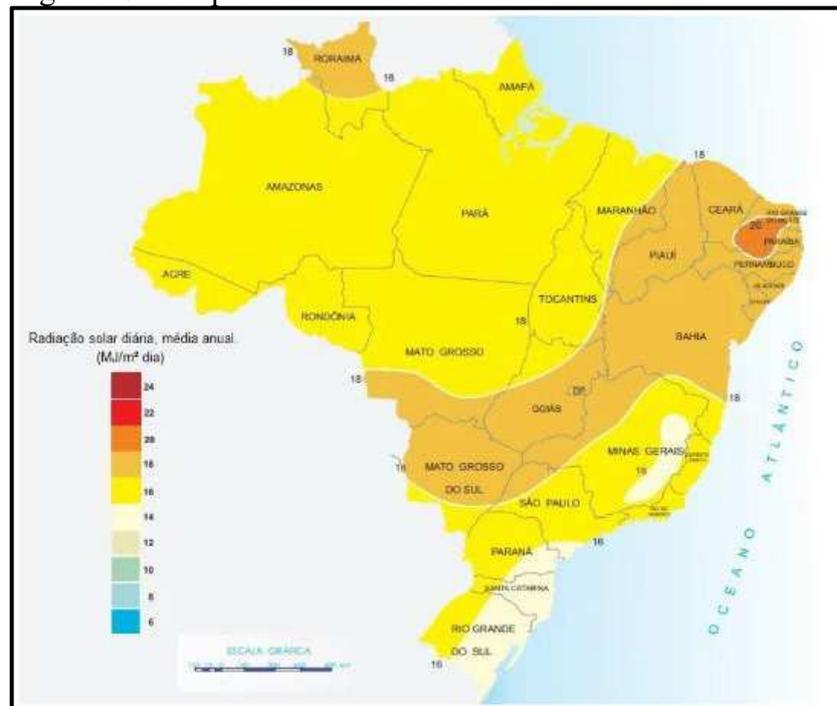


Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.4.3. Irradiação

O Brasil, por possuir dimensões continentais, goza da disponibilidade de ter diversas áreas geográficas com excelentes índices de incidência solar. O mapa solarimétrico, que mostra a incidência de raios solares por unidade de área dia (MJ/m^2 dia), permite se analisar a distribuição das regiões aptas a uma boa geração de energia solar, como mostrado na Figura 10.

Figura 10 – Mapa solarimétrico do Brasil.



Fonte: SOLARFY (2023).

A irradiação solar desempenha um papel fundamental no desempenho das placas solares fotovoltaicas. A quantidade de radiação solar incidente diretamente influencia a produção de energia elétrica por meio da conversão direta da luz solar em eletricidade. A irradiação é crucial para determinar a eficiência da conversão das células solares. Em condições de menor irradiação, a eficiência tende a diminuir.

A variação da irradiação ao longo do dia e das estações impacta diretamente a produção de energia das placas solares, com períodos de maior irradiação resultando em maior geração de eletricidade. Obstáculos como sombras de árvores ou edifícios podem reduzir a irradiação incidente em certas áreas das placas solares, afetando a produção de energia. A latitude e a inclinação das placas solares também influenciam a quantidade de energia absorvida.

O desempenho em condições nubladas é outra consideração, pois a irradiação é reduzida nessas situações, embora ainda seja possível gerar eletricidade. Além disso, a irradiação solar é monitorada para diagnosticar o desempenho das instalações solares, sendo um indicador importante para a manutenção e eficiência do sistema. Em termos econômicos, regiões com alta irradiação solar são preferidas para instalações de energia solar em grande escala, contribuindo para a transição para fontes de energia limpa e sustentável.

A equação 2.2 (Pinho e Galdino, 2014) mostra a influência da irradiância na corrente de curto-circuito de uma célula.

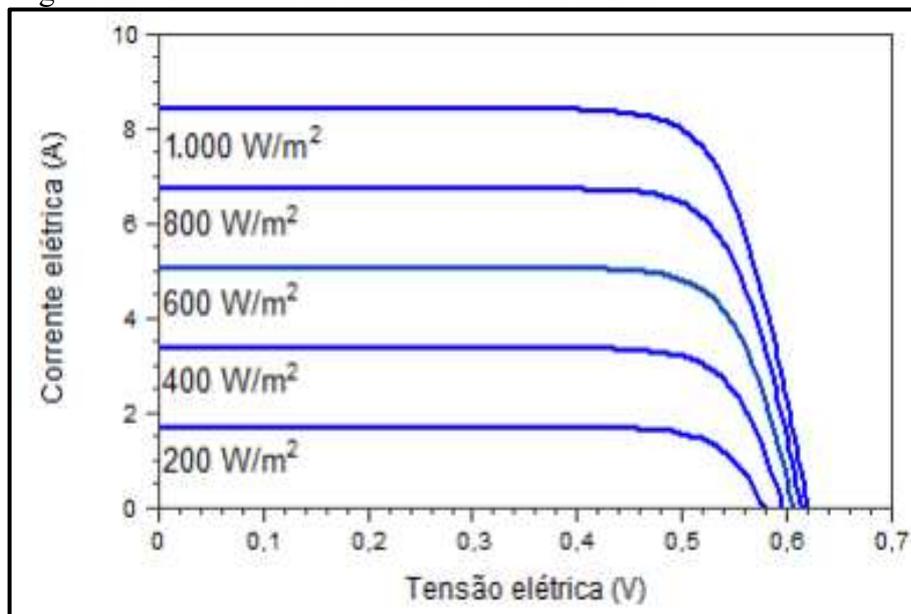
$$I_{sc} = (I_{sc-stc}) \times \frac{G}{1000} \quad (2.2)$$

Na qual:

- I_{sc} (A): Corrente de curto-circuito da célula fotovoltaica;
- I_{sc-stc} (A): Corrente de curto-circuito das células em Condições Padrões de Ensaio (CPE);
- G (W/m^2): Irradiância incidente;
- 1000 (W/m^2): Irradiância nas CPE.

A Figura 11 mostra a influência da radiância na curva I-V para uma célula fotovoltaica de silício cristalino a temperatura de 25 °C.

Figura 11 – Influência da irradiância na curva I-V.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

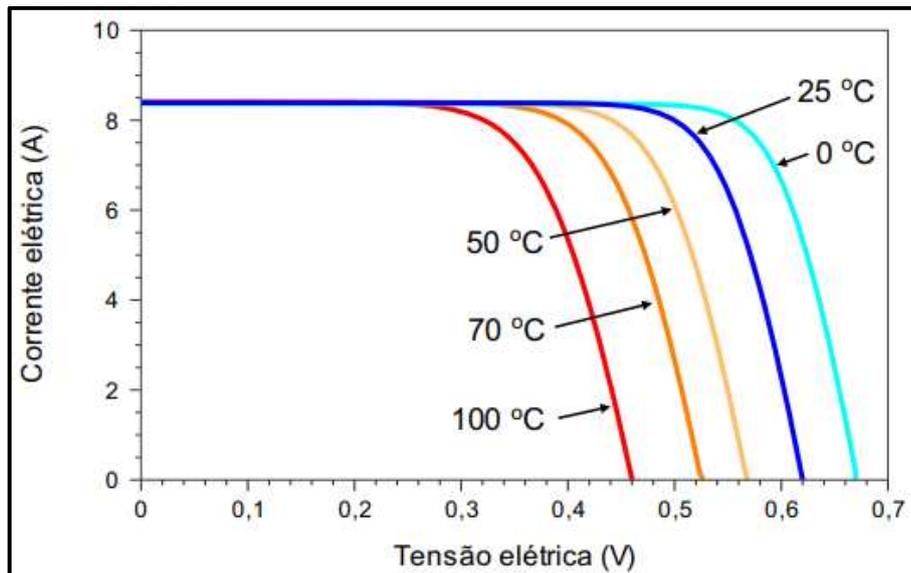
2.4.4. Influência da temperatura

De acordo com Pinho e Galdino (2014), a eficiência de uma célula fotovoltaica é inversamente proporcional a sua temperatura. Isso ocorre porque, com o aumento da

temperatura, há maior agitação térmica do semicondutor, resultado em uma elevação da resistência interna e conseqüentemente uma queda na eficiência de conversão. É crucial, então, considerar o equilíbrio entre os benefícios de uma maior eficiência em temperaturas mais baixas e os desafios associados ao resfriamento excessivo e possíveis problemas operacionais.

A Figura 12 mostra o efeito da temperatura sobre a eficiência das células fotovoltaicas. Podemos notar que a 0 °C a potência máxima é maior que a 25° C.

Figura 12 – Influência da temperatura na eficiência das células fotovoltaicas.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.4.5. Inversores

Nos sistemas de geração de energia fotovoltaica, o inversor é um aparelho capaz de converter a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos, que são em corrente e tensões contínuas (CC), em tensões e correntes alternadas (CA), (RESENDE, 2018). Seu papel secundário é garantir a segurança do sistema e medir a energia produzida pelos painéis solares.

Os inversores normalmente têm uma funcionalidade crucial conhecida como rastreamento do ponto de máxima potência (do inglês, *MPPT - Maximum Power Point Tracking*). Essa técnica garante que o inversor otimize instantaneamente a extração de potência máxima dos módulos fotovoltaicos. Isso é alcançado ajustando a tensão de operação do inversor para atingir o ponto em que o produto da tensão e corrente resulte na máxima potência disponível naquele momento específico, conforme Figura 7 do item 2.4.2.

Segundo Pinho e Galdino (2014), para a utilização dos inversores associados aos sistemas fotovoltaicos, deve-se ter:

- Alta eficiência de conversão;
- Alta confiabilidade;
- Boa regulação na saída de tensão;
- Baixo conteúdo harmônico na forma senoidal;
- Operação em uma faixa ampla de tensão de saída;
- Baixa interferência eletromagnética.

No Brasil, a norma NBR 16149 (2013) define os critérios que se deve atender para a conexão de um inversor com a rede, tais como: taxa de distorção harmônica (THD), proteção contra ilhamento, fator de potência, faixa de tensão e frequência, dentre outros.

2.5. Impacto das GDs na rede de distribuição

2.5.1. Sobretensão

As sobretensões geradas a partir da inserção de GD na rede de distribuição ocorrem devido a diversos fatores, incluindo a natureza imprevisível da geração fotovoltaica. Durante condições de alta geração, pode-se ter excedente em relação a demanda local, resultando em uma elevação da tensão.

Essa sobretensão pode causar danos aos equipamentos elétricos conectados à rede e afetar a estabilidade do sistema.

De acordo com o PRODIST, os limites máximo e mínimo para uma tensão de atendimento adequado em um ponto de conexão são:

- a) tensão a ser contratada nos pontos de conexão pelos acessantes atendidos em tensão nominal de operação superior a 1 kV deve situar-se entre 0,95 p.u. e 1,05 p.u. da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão;
- b) no que se refere ao disposto na alínea “a”, pode ser contratada tensão intermediária entre os terminais de derivação padronizados, desde que em comum acordo entre as partes;
- c) a tensão a ser contratada nos pontos de conexão pelos acessantes atendidos em tensão igual ou inferior a 1 kV deve ser a tensão nominal do sistema.

Quando uma GD se conecta a um alimentador e injeta potência na rede, a tensão no ponto de conexão aumenta (TARANTO, 2017). Logo, uma alta penetração de geração

distribuída em um sistema de distribuição pode causar sobretensões em determinados pontos do sistema.

A fim de garantir uma proteção para esse efeito, a ENEL Distribuição Ceará, por meio ET-122, fornece os ajustes de proteção necessários para sistemas de geração distribuída conectados em baixa e média tensão na rede, mostrados na Figura 13 e 14, respectivamente.

Figura 13 – Ajuste de sobretensão e subtensão para de baixa tensão para conexões GD.

Faixa de tensão no ponto de conexão (V)	Tempo de desconexão (s)
$TL > 231$	0,2
$191 \leq TL \leq 231$	Operação Normal
$TL < 191$	0,4
NOTA: TL –Tensão de Leitura.	

Fonte: ET-122 (2018).

Figura 14 – Ajuste de sobretensão e subtensão para rede de média tensão para conexões de GD.

Faixa de tensão no ponto de conexão (% TR)	Tempo de desconexão (s)
$TL \geq 1,20$	0,5
$1,10 \leq TL < 1,20$	10
$0,8 < TL < 1,10$	Operação Normal
$0,7 < TL \leq 0,8$	10
$TL \leq 0,7$	1,5
NOTA: TL –Tensão de Leitura, TR – Tensão de Referência	

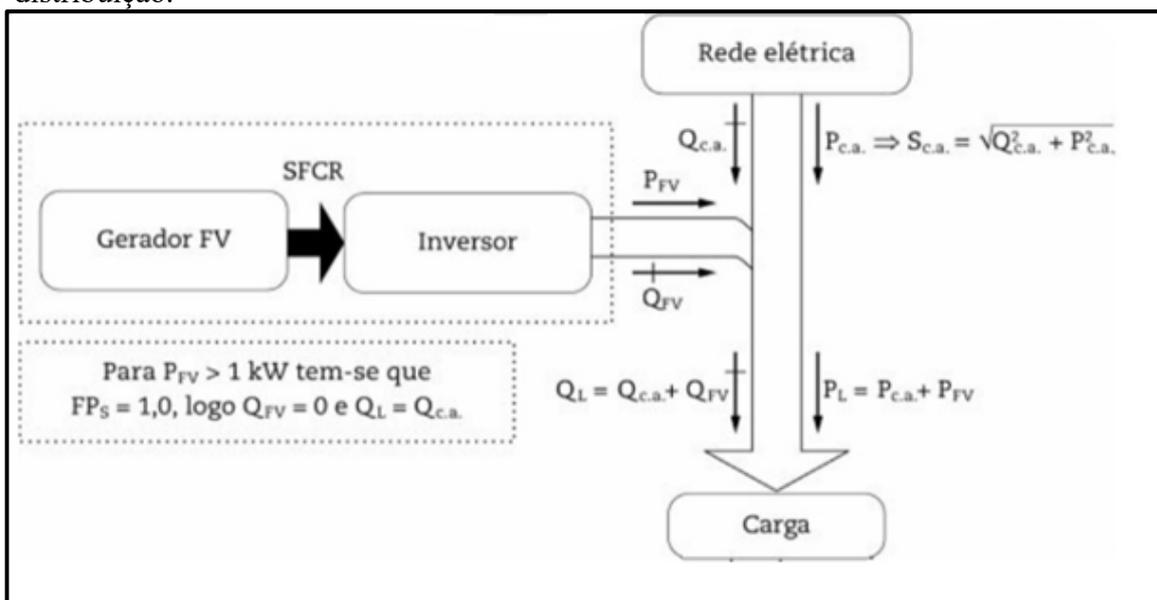
Fonte: ET-122 (2018).

2.5.2. Fator de potência

A integração da geração distribuída na rede elétrica pode influenciar significativamente o fator de potência, que é definido como a razão entre a potência ativa (que de fato é consumida pelas cargas do circuito) e a potência reativa (que são devolvidas ao circuito). Logo, um fator de potência unitário seria o ideal em qualquer sistema de distribuição.

Como os painéis fotovoltaicos injetam majoritariamente potência ativa na rede, o transformador de força pode reduzir sua participação no fornecimento de potência ativa durante os períodos de alta geração da GD, pois a energia consumida pelas cargas está sendo compensada pelas fontes de energia renováveis presentes na rede. Contudo, os inversores podem operar injetando potência reativa na rede, modificando, assim, o fator de potência do circuito, conforme Figura 15.

Figura 15 – Fluxo de potência de um sistema de geração distribuída na rede de distribuição.



Fonte: Adaptado de Zilles (2012).

Os inversores fotovoltaicos grid-tie (conectados à rede) têm a capacidade de injetar corrente com defasagem controlada, em relação à tensão, na rede elétrica de distribuição. Isso permite ao inversor controlar as quantidades de energia ativa e reativa que ele injeta na rede elétrica (Schmitt, 2022).

Contudo, ainda segundo Schmitt (2022), o auxílio ao controle da estabilidade da rede elétrica, solicitado aos inversores por meio da sua capacidade de injetar potência reativa na rede de distribuição, ainda não é utilizado no Brasil. No futuro, porém, pode-se ter situações

em que a concessionária de energia elétrica precise enviar sinais para os inversores dos sistemas de geração distribuída, fazendo-os injetar potência reativa conforme a necessidade da rede elétrica exigir. Em outras palavras, a distribuidora de energia elétrica pode ser capaz de gerenciar os inversores conectados à sua rede de distribuição. Isso já acontece, por exemplo, na Califórnia, onde foi implantada a *California's Interconnection Rule 21*.

Essa regra permite os inversores de potência, que estão conectados à rede por meio de conexões de GD, injetarem ou absorverem potência reativa para assistir a regulação de tensão do circuito. A Figura 16 mostra o comportamento do inversor em função da tensão no sistema.

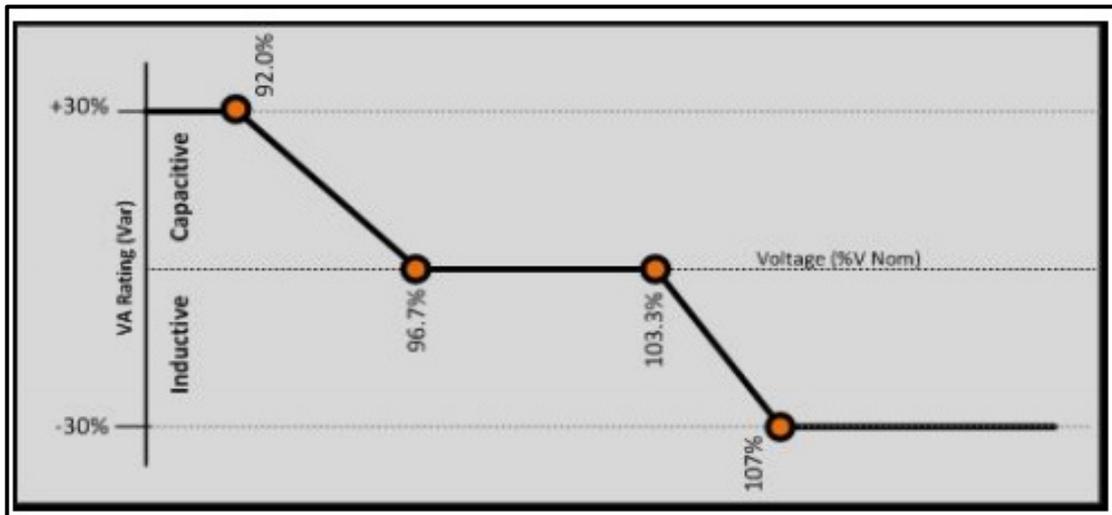
Figura 16 – Potência reativa requerida em função da tensão no sistema.

Voltage Setpoint	Voltage Value	Reactive Setpoint	Reactive Value	Operation
V1	92.0%	Q1	30%	Reactive Power Injection
V2	96.7%	Q2	0	Unity Power Factor
V3	103.3%	Q3	0	Unity Power Factor
V4	107.0%	Q4	30%	Reactive Power Absorption

Fonte: Open (2018).

Nota-se que quando a tensão está abaixo de seu valor nominal, o inversor opera injetando potência reativa na rede, e quando está acima de seu valor nominal, o inversor opera absorvendo potência reativa da rede. Entre a faixa de valores aceitáveis de tensão, o inversor opera com fator de potência unitário. Observa-se também que o máximo valor de potência reativa injetada ou absorvida é de 30% do valor nominal de potência do inversor (ver Figura 17).

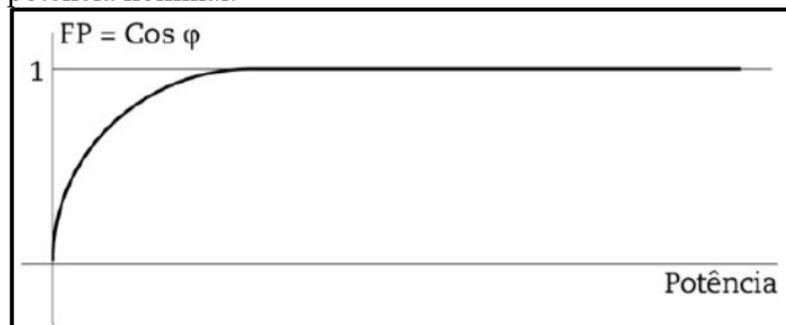
Figura 17 – Potência injetada ou absorvida pelo inversor em função da tensão nominal do sistema.



Fonte: Open (2018).

Logo, os inversores utilizados em sistemas de GD para converter a corrente contínua em corrente alternada desempenham um papel essencial no controle da potência ativa e reativa. Estratégias de controle permitem-no ajustar dinamicamente a potência reativa para otimizar o fator de potência. Para se ter um fator de potência unitário, é preciso que a corrente na saída do inversor possua a mesma forma de onda da tensão. A Figura 18 mostra a curva do FP em função da potência nominal do inversor.

Figura 18 – Fator de potência de um inversor em função de sua potência nominal.



Fonte: Zilles (2012).

A gestão apropriada do fator de potência na presença de GD é crucial para garantir operação eficiente e cumprir com requisitos regulatórios, definidos pela ANEEL.

2.5.3. Perda técnicas

A influência das fontes de geração distribuída nas perdas técnicas (energia perdida durante o processo de distribuição, devido a fatores como resistência dos cabos, transformação de energia e operação dos equipamentos) de uma rede elétrica é um aspecto que impacta diretamente a eficiência operacional do sistema. A localização estratégica das GD pode reduzir as perdas técnicas ao gerar eletricidade próxima aos pontos de consumo, evitando a necessidade de transporte por longas distâncias.

A geração distribuída pode aliviar a carga nas linhas de distribuição, compensando a energia produzida pelo alimentador e, assim, reduzindo as perdas associadas ao transporte de eletricidade por longas distâncias. A segunda lei de Ohm diz que a resistência de um condutor aumenta proporcionalmente ao seu comprimento, conforme equação 2.3 (RAMALHO, 2003).

$$R = \sigma * \frac{l}{A} \quad (2.3)$$

Em que:

- σ : resistividade do condutor;
- l : comprimento do condutor;
- A : área da seção transversal do condutor.

A potência dissipada por uma resistência é dada segundo a equação 2.4 (RAMALHO, 2003).

$$P = R * i^2 \quad (2.4)$$

Em que:

- P : potência dissipada pelo condutor;
- R : resistência do condutor;
- I : corrente que passa pelo condutor.

Logo, quanto maior for a necessidade de se transportar energia a longas distâncias, maior o comprimento do condutor a ser utilizado para essa finalidade, isto é, tem-se uma maior resistência associada a ele e conseqüentemente uma maior perda técnica gerada.

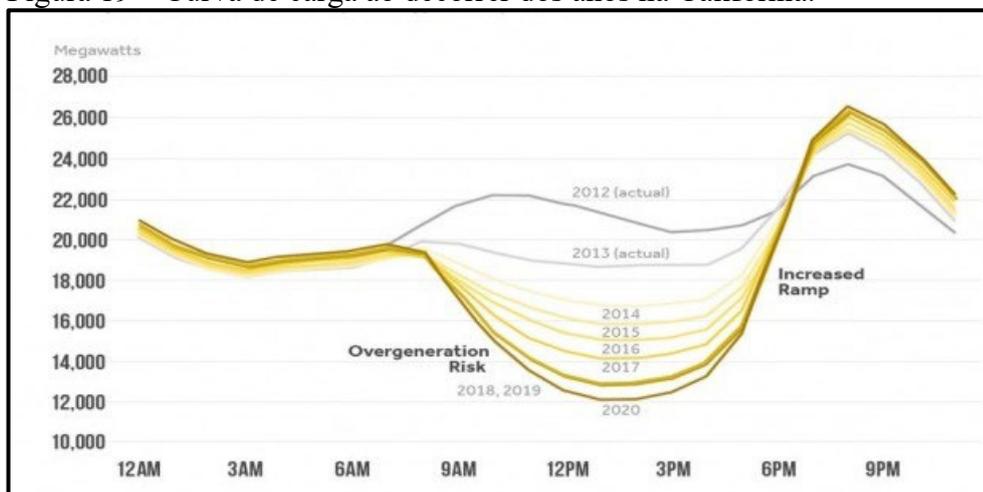
O fator de potência da GD também impacta diretamente nas perdas ao decorrer do circuito. Um baixo FP permite a circulação de mais reativos na rede e compensa menos a potência gerada pelo alimentador, fazendo, assim, ter mais perdas que o ideal.

É necessário avaliar a disposição da geração distribuída na rede, pois, pode haver casos em que haja a mitigação das perdas elétricas no sistema, mas como também pode haver seu aumento, caso o trecho em que se tenha uma nova conexão de GD esteja sobrecarregado por outras conexões de painéis fotovoltaicos.

2.6. Elementos de armazenamento como mitigação dos impactos de GDs na rede de distribuição

Uma das consequências da conexão de GD na rede de distribuição é a modificação da curva de carga. A California ISO (Caiso), operador independente do sistema elétrico da Califórnia, atribuiu ao formato da curva gráfica que mostra a carga líquida de energia elétrica resultante da diferença entre demanda total de energia elétrica e a geração fotovoltaica que ocorre durante o dia o nome de “curva do pato” (do inglês *Duck Curve*). A Figura 19 mostra a curva de carga da Califórnia, estado localizado nos Estados Unidos, com o aumento da penetração de geração distribuída na rede ao decorrer dos anos.

Figura 19 – Curva de carga ao decorrer dos anos na Califórnia.



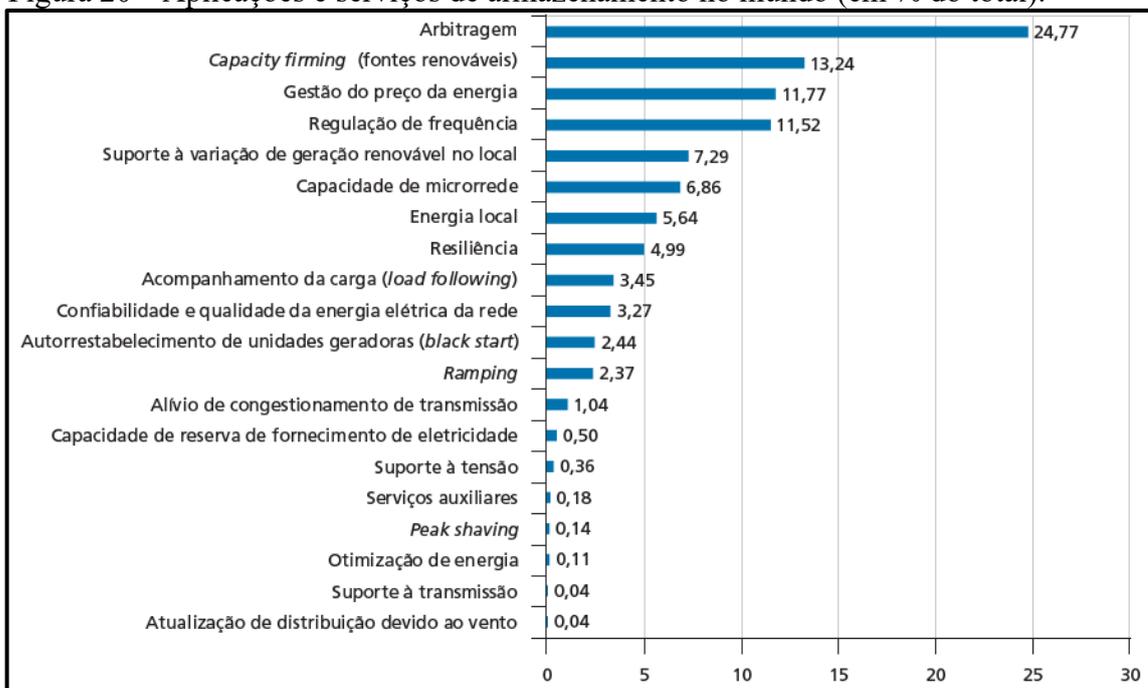
Fonte: CLIMATE CENTRAL (2019).

Nota-se que existe uma rampa de aumento de potência de aproximadamente 13 MW em apenas 3 horas. Segundo a Caiso (2013), com o objetivo de zerar em 100% a emissão de carbono proveniente da geração de energia elétrica até 2045, ou seja, abolindo a necessidade de utilizar outras fontes de energia para qualquer período de demanda, foram implementadas baterias para mitigação da necessidade de uma grande geração no período de ponta de carga. De acordo com o operador, a instalação total de baterias (com potência nominal de 1 MW ou maior) mais que quadruplicou no estado, pulando de 214 MW em 2014 para 1000 MW em 2019.

Contudo, segundo Delgado (2020), há ainda poucos resultados relatados em relação ao impacto da utilização de armazenamento diretamente aplicado ao sistema de distribuição. De acordo com o Cigré, até 2015 havia 0,4 GW de capacidade de armazenamento com baterias instaladas em redes de distribuição (média tensão e abaixo). Existe ainda uma previsão de crescimento, em curto prazo, para mais de 0,6 GW, com 1,4 MW em construção, 167 MW contratados e 77 MW anunciados. Grande parte da capacidade de armazenamento nas redes de distribuição (média tensão e abaixo) é feita por baterias de íons de lítio (~70%). Aproximadamente 20% da capacidade total instalada nas redes de distribuição (MV e abaixo) são de instalações menores (<10 kW), 50% de instalações médias (10 kW – 2 MW) e 30% de instalações maiores (2 MW - 6 MW).

Os países nos quais essa tecnologia está mais difundida são: os Estados Unidos, a Alemanha, o Japão, a Coreia do Sul, a China, o Reino Unido, o Canadá, a Itália e a Austrália. A experiência internacional, tanto através de projetos-piloto quando de instalações de uso operacional, indica que o armazenamento de energia é um componente-chave no fornecimento de flexibilidade e no apoio à integração de energia renovável no sistema de distribuição, podendo equilibrar a geração de eletricidade centralizada e distribuída, além de contribuir para a segurança energética (Delgado, 2020). A Figura 20 mostra a aplicação dos serviços de armazenamento no mundo.

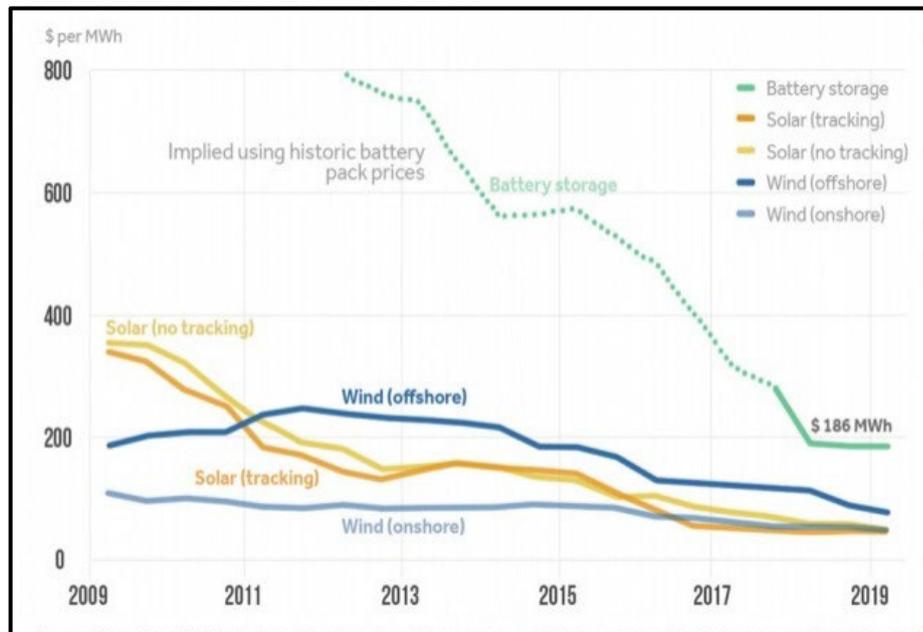
Figura 20 – Aplicações e serviços de armazenamento no mundo (em % do total).



Fonte: IPEA (2022).

Entretanto, a questão da viabilidade financeira do uso de baterias é algo a ser levado em consideração. O preço por equipamento ainda é um empecilho na utilização desse elemento na rede de distribuição no Brasil, mas, como mostrado na Figura 21, a tendência é a redução de seu valor nos próximos anos.

Figura 21 – Curva de preços de fontes renováveis e da bateria para armazenamento nos Estados Unidos.



Fonte: CLIMATE CENTRAL (2019).

No Brasil, a experiência com armazenamento de energia conectado à rede de distribuição é limitada. Alguns projetos pilotos de P&D estão em curso, principalmente em resposta à chamada nº 21/2016 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com resultados divulgados em pequena escala até agora (Delgado, 2020). De acordo com a ABRATE (Contribuição à Tomada de Subsídios nº 11/2020), Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica, há a necessidade da criação de mecanismos regulatórios específicos para minimizar o custo de operação e garantir a qualidade e a confiabilidade do sistema elétrico nacional.

2.7. Considerações finais

Nota-se que ainda não foi estabelecida uma regulamentação para implantação de sistemas de armazenamento na rede e nas usinas de geração no Brasil. Portanto, a introdução da tecnologia de armazenamento, dependendo dos avanços regulatórios, pode ser positiva para

aprimorar o desempenho técnico da rede, mas potencialmente impactante no equilíbrio econômico-financeiro da concessionária, caso não haja uma regulação favorável ao mercado.

É necessário, ainda, avaliar o impacto da utilização de elementos de armazenamento no sistema de distribuição na conta de energia dos clientes. Caso as baterias sejam consideradas parte da infraestrutura do sistema, pode ocorrer o aumento do TUSD (Tarifa De Uso Do Sistema De Distribuição), fazendo-o encarecer o preço da energia elétrica no país.

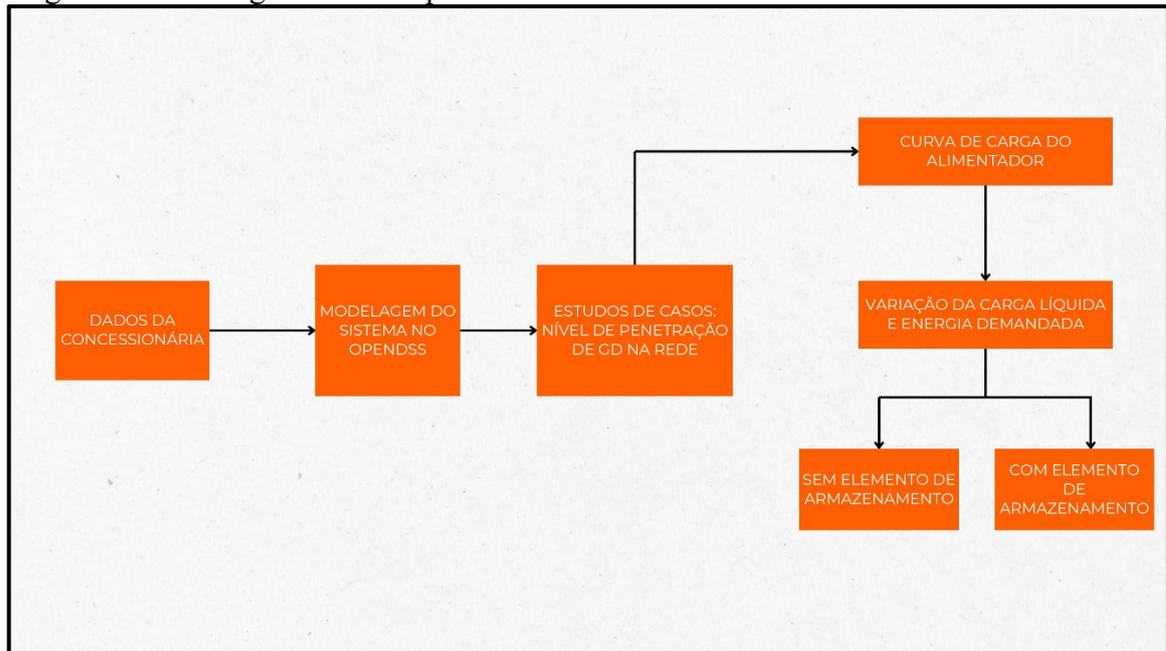
Portanto, torna-se essencial uma regulamentação por parte da ANEEL para se adotar esta tecnologia.

3. METODOLOGIA E MODELAGEM DO ALIMENTADOR NO OPENDSS

3.1. Introdução

Nesse capítulo é descrito a metodologia utilizada e a modelagem feita no software OpenDSS. O fluxograma da Figura 22 descreve os passos que foram seguidos no decorrer deste trabalho.

Figura 22 – Fluxograma das etapas realizadas no trabalho.



Fonte: Próprio autor.

Os dados da concessionária foram disponibilizados pelo Alexandre, coordenador da unidade operativa de Caucaia na ENEL Distribuição Ceará. Foi necessário fazer o levantamento das cargas nominais dos transformadores de distribuição do alimentador, medir a distância entre os barramentos definidos (ver item 3.4.2) e determinar os tipos de condutores das linhas entre os barramentos. Todos estes dados foram encontrados utilizando o Google Earth, visto que o arquivo disponibilizado pelo coordenador foi em *kml*. Para a definição das cargas conectadas à rede, foi necessário utilizar, como complemento, o software QGIS¹, uma vez que não se teve acesso as cargas em tempo real da distribuidora. A Figura 23 mostra o trecho completo do alimentador no Google Earth (sem os equipamentos da rede).

¹ Download disponível em: https://www.qgis.org/pt_BR/site/forusers/download.html.

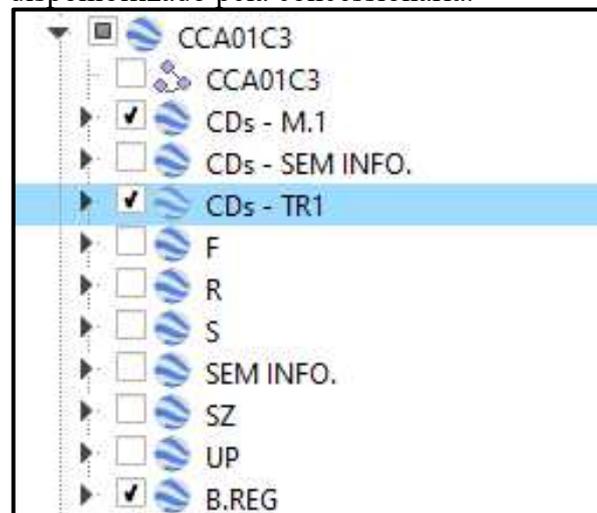
Figura 23 – Trecho completo do alimentador CCA01C3 no Google Earth.



Fonte: Próprio autor.

Junto ao trecho do alimentador, veio os dados das localizações dos transformadores ao decorrer do circuito e suas respectivas potências nominais. Além disso, também são encontrados no arquivo os dados de corrente primária dos reguladores de tensão da rede (Figura 24).

Figura 24 – Dados disponíveis no arquivo disponibilizado pela concessionária.



Fonte: Próprio autor.

Em que:

- CD: transformadores de distribuição do circuito;
- B.REG: reguladores de tensão do circuito;
- F: chaves fusíveis;
- S e SZ: chaves seccionadoras;
- R: religadores de linha;
- UP: chaves UP's.

A seguir são descritos os procedimentos para identificação dos principais dados para a modelagem do circuito no OpenDSS: barramentos, distância entre os barramentos, condutores do circuito, potência nominal dos transformadores, cargas conectadas aos transformadores e corrente primária dos reguladores de tensão.

3.1.1. Levantamento dos dados

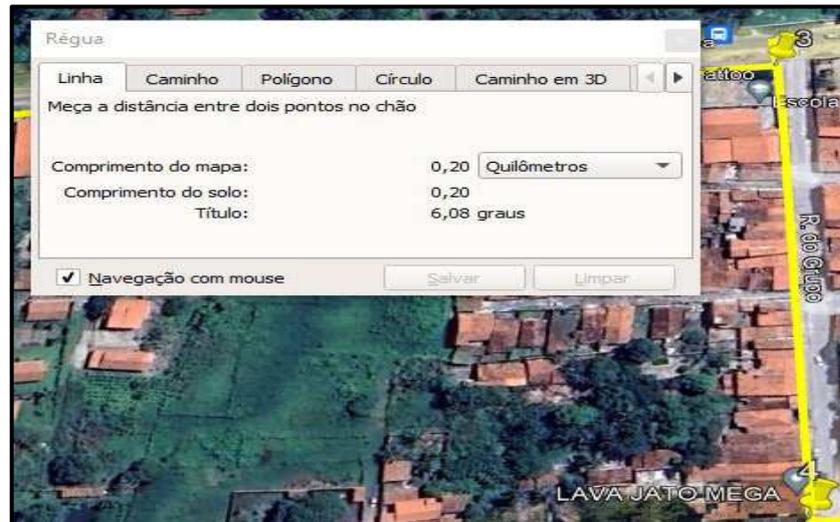
3.1.1.1. Definição dos barramentos

Foi definido um barramento em cada ponto de intersecção de condutores ou a cada mudança de direção da linha no trecho (ver item 3.4.2), além de ser definido um barramento para o lado de média tensão dos transformadores da rede e nos dois enrolamentos (primário e secundário) de cada regulador de tensão do sistema.

3.1.1.2. Distância entre os barramentos

Foi utilizado a função régua (em ferramentas) do Google Earth para medir a distância, em quilômetros, entre os barramentos definidos no item 3.1.1.1 (Figura 25).

Figura 25 – Utilização da ferramenta régua para calcular a distância entre os barramentos 3 e 4.



Fonte: Próprio autor.

3.1.1.3. Condutores do circuito

Ao clicar sobre um trecho do arquivo, surgem os dados do referido condutor. Observa-se na Figura 26 que existe um código associado ao tipo de condutor.

Figura 26 – Características do condutor.



Fonte: Próprio autor.

Foi disponibilizado pela concessionária um arquivo em *xlsx* (Excel) com o condutor associado ao respectivo código do trecho (1 AWG, 4 AWG etc).

3.1.1.4. Potência nominal dos transformadores

Ao clicar sobre o transformador, representado por forma triangulares invertidas, conforme Figura 27, é possível ver a potência nominal do equipamento em kVA (Figura 28).

Figura 27 – Transformador representado no arquivo disponibilizado.



Fonte: Próprio autor.

Figura 28 – Dados do transformador.



Fonte: Próprio autor.

3.1.1.5. Cargas do circuito

Aqui, foi utilizado o BDGD (Base de Dado Geográfica da Distribuidora) disponível no QGIS (ver item 4.4.5).

3.1.1.6. Corrente primária dos reguladores de tensão

Ao clicar sobre os reguladores de tensão (Figura 29), é mostrado a corrente no primário de cada fase do equipamento (Figura 30). Os dados de potência são descritos no item 3.4.9.

Figura 29 – Regulador de tensão representado no arquivo disponibilizado.



Fonte: Próprio autor.

Figura 30 – Dados do regulador de tensão.



Fonte: Próprio autor.

3.2. Introdução ao OpenDSS

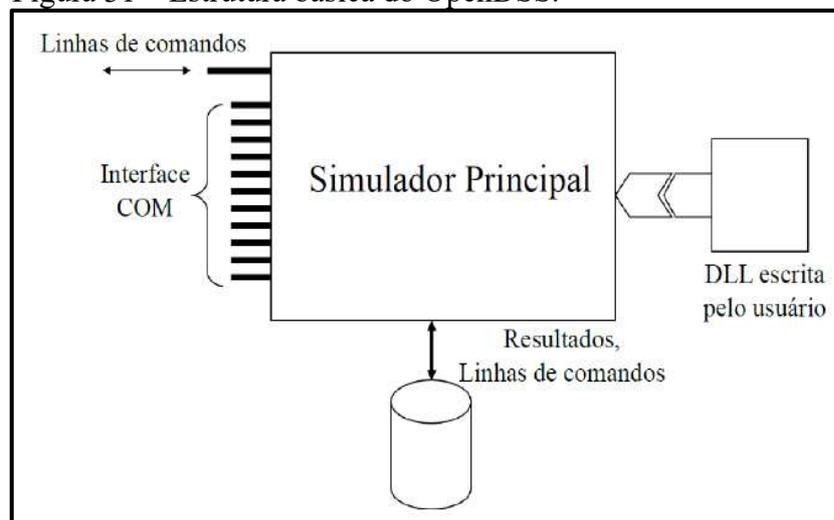
Para a análise do alimentador CCA01C3, foi escolhido o software de código aberto OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*), programa que simula sistemas de distribuição e tem como uma de suas principais vantagens o suporte para modelar sistemas de energias renováveis, justificando sua escolha pela necessidade de representarmos a geração distribuída na rede.

Neste simulador, é possível representar todos os elementos de interesse para a análise: transformadores, condutores, reguladores de tensão, cargas, tipos de cargas, além de se ter como resultado valores detalhados das grandezas de interesse na rede, como tensão, corrente, potência ativa, perdas etc.

3.2.1. Estrutura do OpenDSS

O OpenDSS é baseado em linhas de código e comandos. A Figura 31 mostra sua estrutura simplificada. O software é construído em cima da linguagem de programação Delphi. Isso permite ter uma plataforma de desenvolvimento eficiente e robusta, possibilitando a criação de interfaces gráficas e a implementação de algoritmos complexos para a análise de sistemas de distribuição de energia elétrica.

Figura 31 – Estrutura básica do OpenDSS.



Fonte: Barbosa (2017).

A Interface COM (*Component Object Model*), criado pela Microsoft para permitir a comunicação e interação de objetos de software diferentes em sistemas operacionais Windows, é uma opção que permite ao OpenDSS que seja acessado e controlado por outros programas ou

scripts externos, como linguagens baseadas em .NET (C#, VB.NET), *Python*, MATLAB e até mesmo softwares de automação industrial que suportam a comunicação por COM.

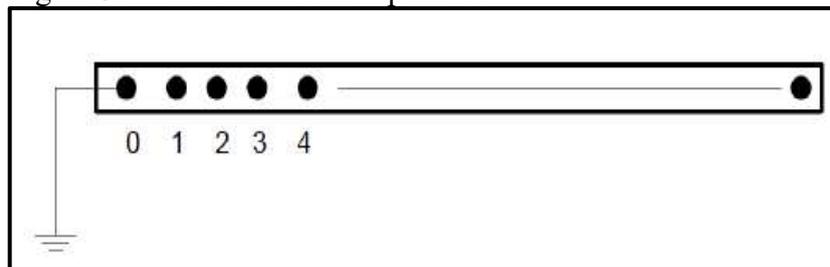
O OpenDSS tem também a vantagem de permite o desenvolvimento de códigos próprios pelos usuários.

3.3. Elementos básicos

3.3.1. Barramentos

O primeiro elemento básico é o barramento, possuindo este $[1..N]$ nós onde outros elementos do circuito se conectam. Diferentemente da maioria de softwares que rodam fluxos de potência, que consideram barras e nós sinônimos, no OpenDSS são definições estritamente diferentes. Aqui, as barras contêm nós, enquanto elementos se conectam aos nós, conforme Figura 32.

Figura 32 – Barramento no OpenDSS.

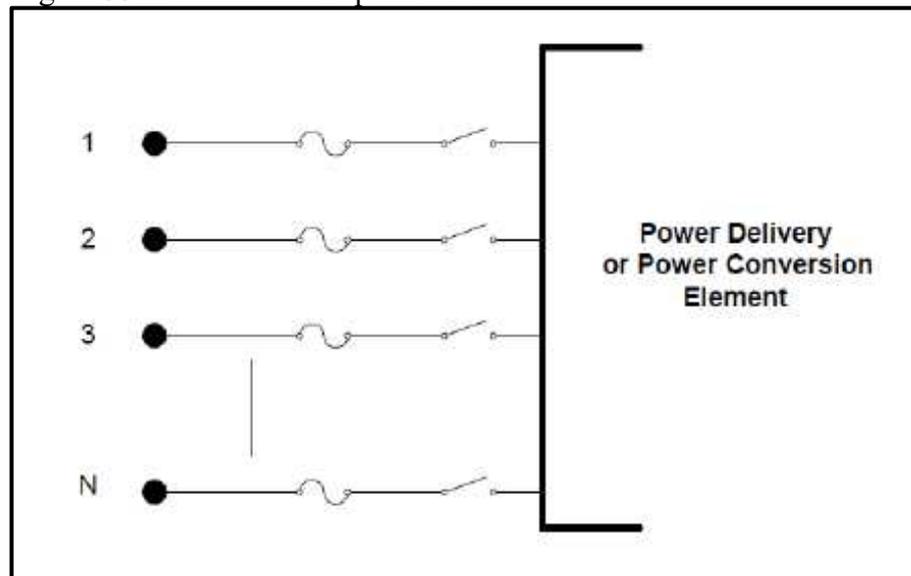


Fonte: EPRI.

3.3.2. Terminais

Cada elemento de um sistema elétrico definido no OpenDSS possui 1 terminal e cada terminal possui um ou mais condutores, conforme Figura 33. Os condutores são numerados da forma $[1,2,...,N]$.

Figura 33 – Terminal no OpenDSS.

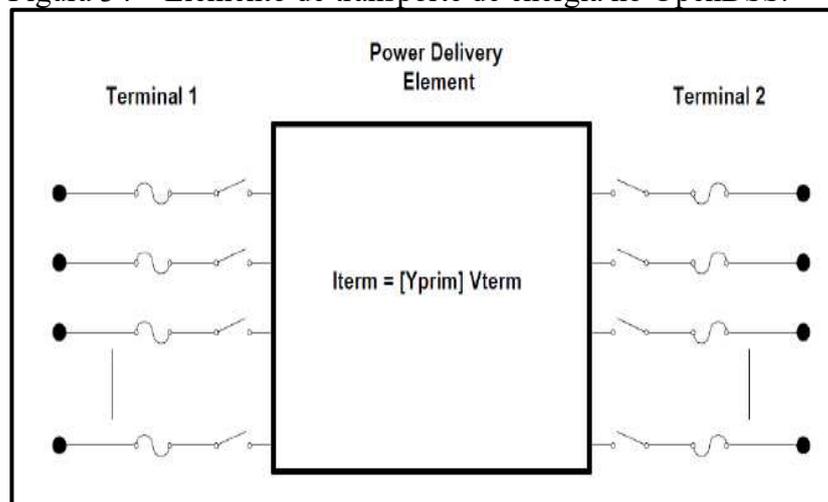


Fonte: EPRI.

3.3.3. Elementos de transporte de energia

Os elementos de transporte, também chamados de PD (de *Power Delivery Element*), têm como finalidade levar energia de um ponto a outro. Possuem um ou mais terminais. Pode-se considerar esses elementos os transformadores, reguladores de tensão, reatores, capacitores, dispositivos de geração distribuída, além das linhas e das cargas. A Figura 34 mostra a topologia considerada no OpenDSS, possuindo como parâmetro a matriz Y primitiva (admitância) em regime permanente senoidal.

Figura 34 – Elemento de transporte de energia no OpenDSS.



Fonte: EPRI.

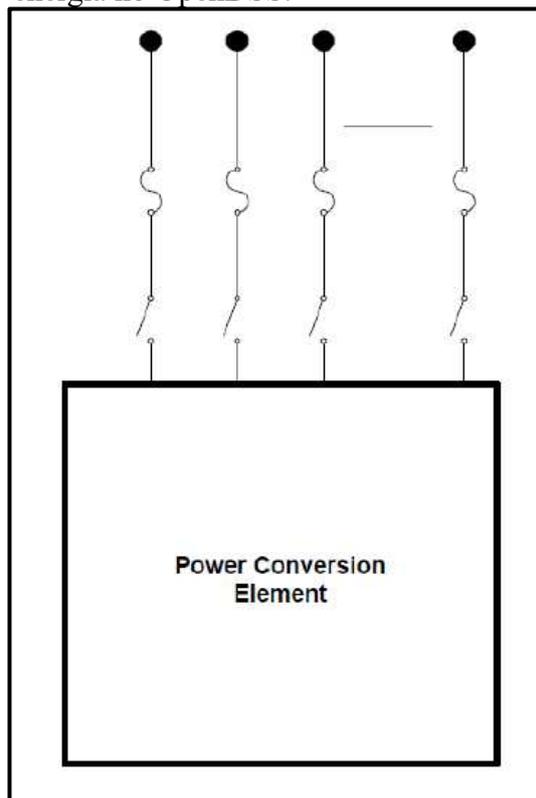
3.3.4. Elementos de conversão de energia

Por fim, fechando os 4 (quatro) elementos básicos do OpenDSS, têm-se os elementos de conversão, também chamados de PC (de *Power Conversion Element*), onde transformam energia elétrica em outro tipo de energia ou vice-versa. Possuem apenas um terminal multifásico e podem ser modelados como uma impedância ou uma sequência de equações diferenciais que descrevam a injeção de corrente no sistema na forma (EPRI, 2023):

$$I_{term}(t) = f(v_{tevm}, [Estado], t) \quad (3.1)$$

Onde a função f varia de acordo com o tipo de simulação que está sendo realizada. A Figura 35 mostra a topologia de um elemento de conversão no OpenDSS.

Figura 35 – Elemento de conversão de energia no OpenDSS.



Fonte: EPRI.

São considerados PCs os geradores, as cargas e as fontes de energia.

3.4. Modelagem do alimentador no OpenDSS

Neste tópico é apresentado a modelagem dos componentes do alimentador de distribuição que foi utilizado na simulação, o CCA01C3. Este transformador pertencente a subestação de Caucaia. No Apêndice A se encontra o diagrama unifilar do circuito, disponibilizada pela ENEL Ceará, sendo possível ver o total de clientes do trecho, assim como os elementos que o compõe e os principais equipamentos da rede, como os reguladores de tensão, religadores de linha e as chaves de transferências. As chaves e os bancos de capacitores não foram considerados na modelagem do circuito.

Para a simulação no software, foi necessário definir elementos isolados que juntos rodam o sistema com os valores especificados. Realizou-se, então, a definição dos seguintes elementos no OpenDSS, de acordo com as descrições a seguir:

3.4.1. *Master*

No arquivo Master são codificados os principais dados do alimentador, como: tensão, corrente, frequência e impedância.

Também se tem, neste código, a adição de outros scripts do circuito definidos separadamente. Utilizando o comando *Redirect*, o compilador encontra outros arquivos do tipo. DSS e considera que os códigos contidos neles estão escritos onde a função foi inserida.

Foi definido, também, um medidor de energia na saída do alimentador e as bases de tensão do circuito: 13,8 kV para média tensão (MT) e 0,38 kV para a baixa tensão (BT).

Além disso, tem-se os comandos da simulação em si, como o modo de simulação (snapshot, daily, entre outros modos) e o período em que se deseja rodar o fluxo de carga. Nele que se compila os dados anteriores e então que se roda o *Power Flow*. Para as simulações, foi utilizado modo daily, que é uma configuração que permite simular o comportamento de um sistema elétrico ao longo de um período de 24 horas, representando um ciclo diário típico. A Figura 36 exemplifica o código.

Figura 36 – Configuração do Master no OpenDSS.

```
New Circuit.Alimentador basekv=13.8 basefreq=60 bus=0
Redirect Linecodes.dss
Redirect Lines_CCA.dss
Redirect Trafo_CCA.dss
Redirect Loadshape.dss
Redirect carga_CCA.dss
Redirect GD.dss

New Energymeter.em1 Element=Line.EL_TRECHO01 Terminal=1

set voltagebases=[13.8 0.38]
calc voltagebases

set mode = daily
set stepsize = 1h
set number = 24
solve
```

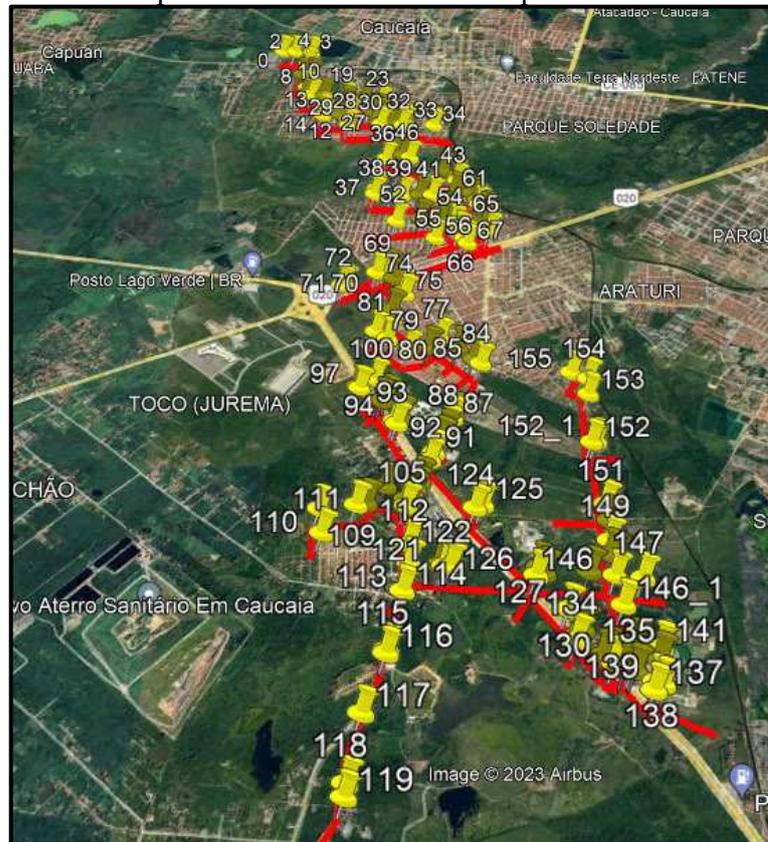
Fonte: próprio autor (2023).

3.4.2. Buscoords

Neste arquivo foram definidas todas as coordenadas dos barramentos de média tensão utilizados para a simulação. Para isso, teve-se como base o arquivo *klm* do alimentador disponibilizado pela concessionária. Foi escolhido os pontos dos barramentos e, então, encontradas, em coordenadas UTM² (*Universal Transverse Mercator*), suas localizações, conforme Figura 37.

² Coordenadas em metros (m) nas direções norte-sul e leste-oeste, sendo representadas, respectivamente, por mS e mE.

Figura 37 – Barramentos do alimentador CCA01C3 escolhidos para dimensionamento no OpenDSS.



Fonte: próprio autor.

Ao todo, foram definidos 248 barramentos, sendo 124 referidos ao lado primário (enrolamento de MT) dos transformadores de distribuição do circuito. O código no OpenDSS é exemplificado na Figura 38, onde têm-se como primeiro parâmetro o nome do barramento, seguido das coordenadas.

Figura 38 – Definição das coordenadas no OpenDSS.

```
0,536407.00 ,9587147.00
1,536448.00 ,9587147.00
2,536530.00 ,9587145.00
3,536704.00 ,9587130.00
4,536681.00 ,9586933.00
5,536647.00 ,9586732.00
TFE0593,537971.00 ,9580148.00
TFE0572,537688.00 ,9582255.00
TFE0609,538273.00 ,9582018.00
```

Fonte: próprio autor.

3.4.3. Lines

As linhas são as ligações entre os barramentos, isto é, precisa-se definir entre quais ela se liga. Os parâmetros do comando *line* são:

- Phases: quantidade de fases da linha;
- Bus1: barramento primário da linha;
- Bus2: barramento secundário da linha;
- Length: comprimento da linha;
- Linecode: características da linha previamente definidas em outro script;
- Units: unidade de medida para o comprimento da linha.

Um exemplo do código no OpenDSS é mostrado na Figura 39.

Figura 39 – Definição do comando Line no OpenDSS.

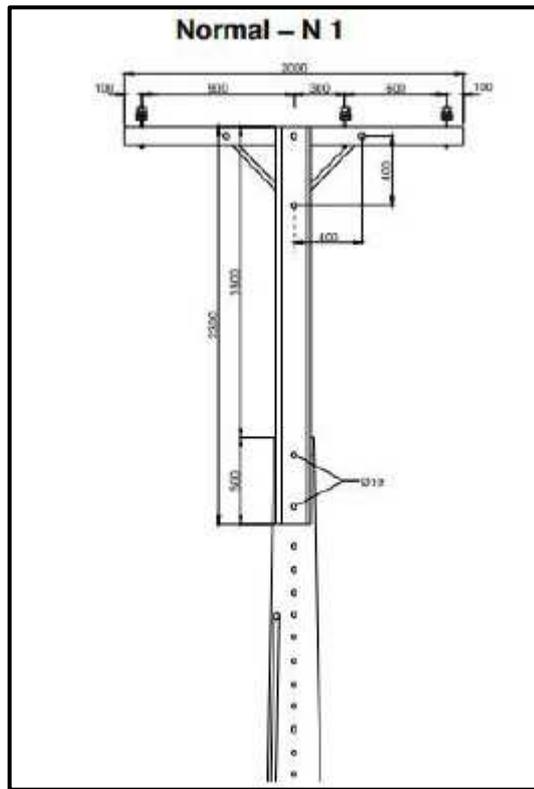
```
New Line.EL_TRECHO01 Phases=3 bus1=0 bus2=1 length=0.04125
linecode=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO02 Phases=3 bus1=1 bus2=TFE0443 length=0.001
linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO03 Phases=3 bus1=1 bus2=2 length=0.08162
linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO04 Phases=3 bus1=2 bus2=TFZ5411 length=0.001
linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO05 Phases=3 bus1=2 bus2=3 length=0.17383
linecode=CCN4AWG_N units=km
```

Fonte: Próprio autor.

3.4.4. Linecodes

Neste código é definido as características dos condutores utilizados nas linhas. Os parâmetros são as matrizes de resistência e reatância associadas ao modelo de linha da distribuição. Portanto, a geometria que os 3 condutores estão associados no espaço é levada em consideração. Foi considerado o tipo de estrutura N1, conforme Figura 40, utilizado em praticamente todo o alimentador, segundo o coordenador responsável pelo trecho.

Figura 40 – Estrutura utilizada no alimentador e considerada para definição dos linecodes.



Fonte: Fonte: CP-001/2017 (2017).

As resistências e as reatâncias utilizadas na definição dos comandos são as de fase, encontradas a partir das equações de Carson, (Figura 41).

Figura 41 – Definição dos linecodes no OpenDSS.

```
New linecode.CCN4AWG nphases=3 Basefreq=60
~ rmatrix=[0.706 | 0.06 0.706 | 0.06 0.06 0.706 ]
~ xmatrix=[0.47 | 0.171 0.47 | 0.162 0.164 0.47 ]
New linecode.CCN25MM2 nphases=3 Basefreq=60
~ rmatrix=[0.612 | 0.06 0.612 | 0.06 0.06 0.612 ]
~ xmatrix=[0.457 | 0.171 0.457 | 0.162 0.164 0.457 ]
```

Fonte: Próprio autor.

3.4.5. Loads

Aqui se definem os valores nominais das cargas conectadas ao sistema. Os transformadores do circuito são divididos de duas formas: M1 e TR1. Os transformadores M1 são de clientes próprios e de sua responsabilidade, caso haja necessidade de manutenção ou qualquer outro tipo de serviço. Já os transformadores TR1 são de responsabilidades da concessionária.

Para a definição das cargas conectadas aos transformadores, foi utilizado o software QGIS. Este software possui informações da energia elétrica média consumida, por dia, pelos transformadores em baixa e média tensão durante os 12 meses de 2021 (data mais recente de atualização). A partir dos dados, foi feito os seguintes passos:

- a) encontrado a potência aparente média, em kVA, de cada transformador, dividindo a soma do consumo por 12 meses e posteriormente por 24 horas;
- b) definido os seguintes critérios de carga, baseado nos dados encontrados no item (a):
 - se a carga associada a um transformador foi maior que sua potência nominal, a carga definida no OpenDSS equivale a:
 - 140% da potência nominal, para trafos M1;
 - 120% da potência nominal, para trafos TR1.

Nenhum transformador ficou em sobrecarga. A partir disso, foi feito o script de comando, cujos parâmetros da carga são:

- Bus: barramento secundário do transformador que está conectada;
- kV: nível de tensão de alimentação;
- kW: potência ativa;
- kVA: potência aparente;
- Pf: fator de potência;
- Daily: vetor de consumo, em porcentagem de sua potência nominal, definido no comando *Loadshape*;
- Conn: tipo de conexão (delta ou estrela);
- Número de fases.

A Figura 42 exemplifica o comando.

Figura 42 – Definição de loads no OpenDSS.

```
New Load.Carga_01 phases=3 bus1=TFE0015_sec kV=0.38 kW=90 conn=wye
pf=0.92 daily=CARGA_1
New Load.Carga_02 phases=3 bus1=TFE0018_sec kV=0.38 kW=63.11
conn=wye 0.91 daily=CARGA_2
New Load.Carga_03 phases=3 bus1=TFE0019_sec kV=0.38 kW=47 conn=wye
0.91 daily=CARGA_8
```

Fonte: Próprio autor.

3.4.6. Loadshape

Vetor associado a uma carga ao se criar uma *New Load*. Define-se, aqui, o consumo da carga, em percentual do seu valor nominal, ao decorrer de um intervalo escolhido. Tem como parâmetros:

- Npts: número de pontos do vetor (quantidade de horas);
- Interval: intervalo entre pontos consecutivos;
- Mult: vetor contendo os valores de consumo da carga em função do tempo (quantidade de pontos definidos).

A Figura 43 mostra a criação de uma *loadshape* contendo um vetor de 24 pontos. Para as simulações, foram definidas 6 (seis) *loadshapes*.

Figura 43 – Definição de loadshape no OpenDSS.

```
New Loadshape.CARGA_3 npts=24 interval=1
~ mult=[0.235 0.225 0.19 0.185 0.25 0.25 0.275 0.34 0.525 0.64 0.685 0.735
0.755 0.725 0.7 0.715 0.75 0.85 0.95 0.85 0.825 0.75 0.625 0.39]"
```

Fonte: Próprio autor.

3.4.7. Monitors

Neste script, define-se trechos ou equipamentos para se observar características elétricas durante a simulação. Os principais parâmetros são:

- Element: elemento a ser monitorado;
- Terminal: terminal do elemento (ver item 3.2.2);
- Mode: escolhe a medida elétrica a ser observada (1 para potência, 2 para tensão e 3 para outras medidas, dependendo do tipo de elemento, como kWh, kW_{IN}, frequência etc).

A Figura 44 exemplifica o comando *monitor*.

Figura 44 – Definição do monitor no OpenDSS.

```
New Monitor.TensãoBateria element=Storage.BATERIA terminal=1
mode=3
!New Monitor.PotSolar element=generator.GPV terminal=1 mode=1
ppolar=no
```

Fonte: Próprio autor.

3.4.8. Transformers

Neste arquivo são definidos todos os transformadores de distribuição do circuito. Ao todo, o trecho conta com 124. Os parâmetros necessários para o comando são:

- % imag: percentual de corrente de magnetização;
- %loadloss: percentual de perdas em funcionamento com carga nominal;
- %nloadloss: percentual de perdas a vazio;
- Conn: tipo de ligação do enrolamento primário (delta ou estrela);
- Bus: especifica os barramentos que estão ligados aos enrolamentos primário e secundário;
- kV: nível de tensão em cada enrolamento;
- kVA: potência nominal do transformador;
- xhtl: reatância, em p.u, dos enrolamentos do transformador;
- wdg: número de enrolamentos (o padrão são 2).

A Figura 45 exemplifica com a definição de 2 (dois) transformadores.

Figura 45 – Definição do transformer no OpenDSS.

```
New Transformer.Trafo_19 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFE0678
kV=13.8 kVA=45 wdg=2 bus=TFE0678_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5
%loadloss=1.86 %nloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_20 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFY5238
kV=13.8 kVA=221,48 wdg=2 bus=TFY5238_sec kV=0.38 %imag=2.1 xhl=3.5
%loadloss=1.4488 %nloadloss=0.2888
```

Fonte: Próprio autor.

3.4.9. RegControl

Aqui foram definidos os 2 reguladores presentes ao longo do alimentador (ver Apêndice A).

Como os reguladores são autotransformadores, é necessário associar um transformador para cada regulador exigido na rede. O primeiro regulador possui uma corrente no enrolamento primário de 300 A, enquanto o secundário possui uma corrente de 220 A. Com isso, foi definido a potência de cada regulador conforme Figura 46.

Figura 46 – Potência nominal do regulador de tensão em função da corrente de linha.

Classe de tensão (kV)	Tensão nominal do regulador (V)	Potência (kVA)	Corrente de linha (A)	C (mm)	L (mm)	A (mm)
15	7.620	38,1	50	855	765	1640
		57,2	75	990	770	1695
		76,2	100	1015	785	1730
		114,3	150	1005	885	1830
		167	219	1025	900	1840
		250	328	1195	1025	1860
	333	438	1175	1265	2010	
	13.800	69	50	875	790	1700
		138	100	1060	940	1700
		207	150	1100	980	1865
		276	200	1285	1095	1875
		414	300	1245	1335	2125
		552	400	1190	1205	2200

Fonte: Enel Distribuição Ceará (2023)

A potência nominal do primeiro e segundo regulador são, portanto, 414 e 276 kVA, respectivamente. A partir disso, foi feito o código no OpenDSS, onde os parâmetros necessários para a definição do regulador são:

- Vreg: tensão de referência para regulação. O regulador tenta manter esse valor no enrolamento secundário;
- Band: banda de regulação que indicia a faixa aceitável para a tensão de saída em %;
- Ptratio: relação de transformação;
- Ctprim: corrente de referência no primário do transformador;
- Transformer: transformador associado ao regulador definido.

A Figura 47 mostra o comando no OpenDSS para se definir um regulador. A classe de tensão utilizada foi de 13,8 kVA, com perdas a vazio de 30% e em carga nominal de 10%, além de ser considerado uma relação de 1:1 entre a tensão de entrada e saída.

Figura 47 – Definição do RegControl no OpenDSS.

```

REG 1
New Transformer.Reg1 phases=3 XHL=0.5 kVAs=[414 414]
~ Buses=[32 35] kVs=[13.8 13.8] %LoadLoss=0.1 %noloadloss=0.3
New Regcontrol.Reg1 transformer=Reg1 winding=2 vreg=13800 band=2
ptratio=1 ctprim=300

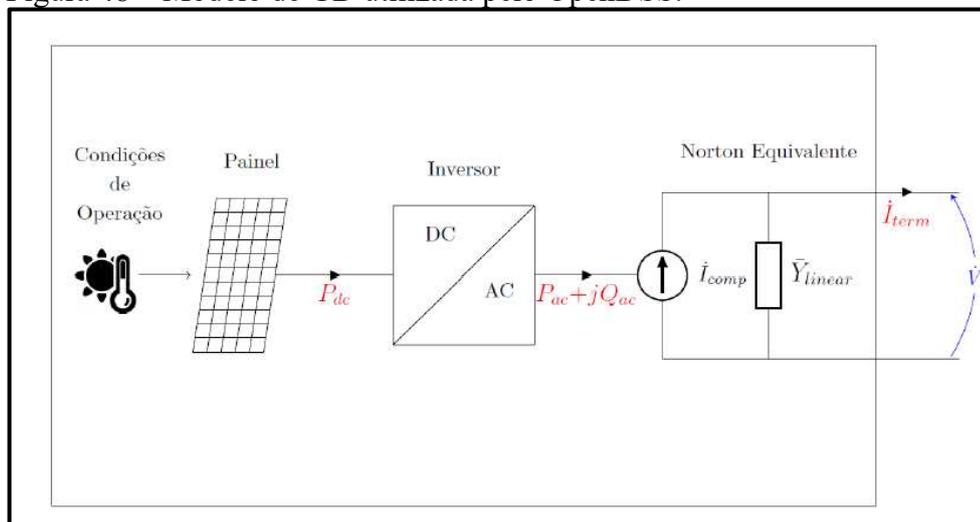
REG 2
New Transformer.Reg2 phases=3 XHL=0.5 kVAs=[414 414]
~ Buses=[84 86] kVs=[13.8 13.8] %LoadLoss=0.1 %noloadloss=0.3
New Regcontrol.Reg2 transformer=Reg2 winding=2 vreg=13800 band=2
ptratio=1 ctprim=300
  
```

Fonte: Próprio autor.

3.4.10. PVSystem

Neste arquivo se definiu as características dos sistemas de geração distribuída. A Figura 48 mostra o esquemático que é utilizado internamente pelo software para realizar a simulação do gerador fotovoltaico.

Figura 48 – Modelo de GD utilizada pelo OpenDSS.



Fonte: Paulo Hadatz (2017).

Os principais parâmetros de um sistema de geração distribuída modelado no OpenDSS são:

- Pmmp: potência da célula para uma irradiância de 1 kW/m² em função da temperatura de operação dos painéis;
- Eff x T: curva de eficiência do inversor em função da potência de saída;

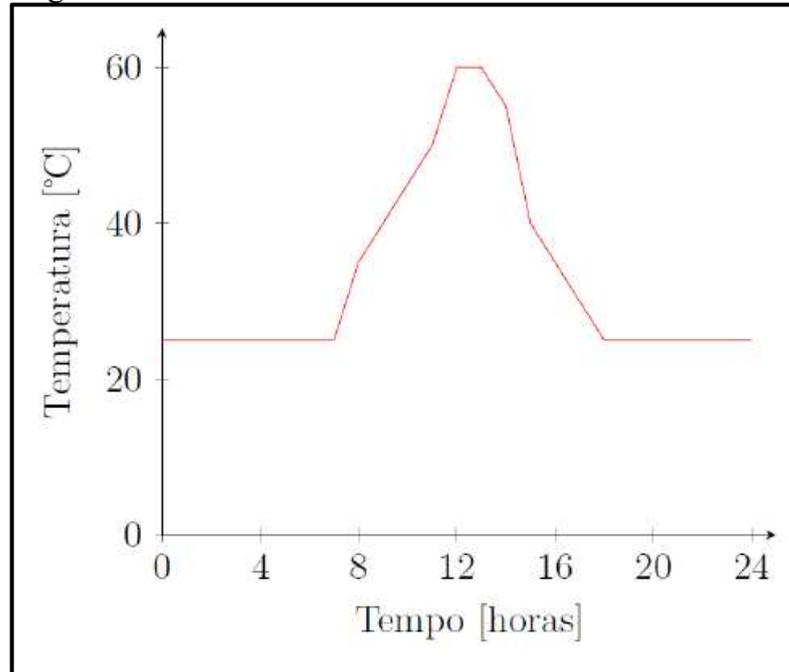
- Irradiance: define a curva de irradiância na qual os painéis estão submetidos em função do tempo;
- kV: tensão de saída do inversor em kV;
- Pf: fator de potência do painel fotovoltaico;
- Conn: tipo de conexão: delta ou estrela;
- Daily: associa uma curva de geração na saída do inversor sem a necessidade de definir outros parâmetros de entrada;
- TCurve: curva de temperatura diária;
- Effcurve: curva de eficiência do inversor;
- % Cutin: o inversor entra em operação para valores acima deste parâmetro;
- % Cutout: o inversor sai de operação para valores abaixo deste parâmetro;
- Temperature: temperatura de operação durante a simulação;
- Irrad: irradiância a ser considerada na simulação;
- Bus: barramento que está conectado ao sistema fotovoltaico.

Como explanado no Tópico 2, a temperatura tem influência diretamente na eficiência do painel fotovoltaico. Com isso, é importante definir duas curvas que possuem essas características, a *Eff x T* e *Tcurve*, além das curvas *Irradiance* e *Effcurve*.

3.4.10.1. *TCurve*

Define-se a curva da temperatura do painel solar ao longo do dia. A Figura 49 mostra um exemplo dessa curva, enquanto a Figura 50 mostra o código definido no OpenDSS com os valores de temperatura nas 24 horas do dia.

Figura 49 – Curva da temperatura no painel fotovoltaico ao longo do dia.



Fonte: Paulo Hadatz (2017).

Figura 50 – TCurve definida no OpenDSS.

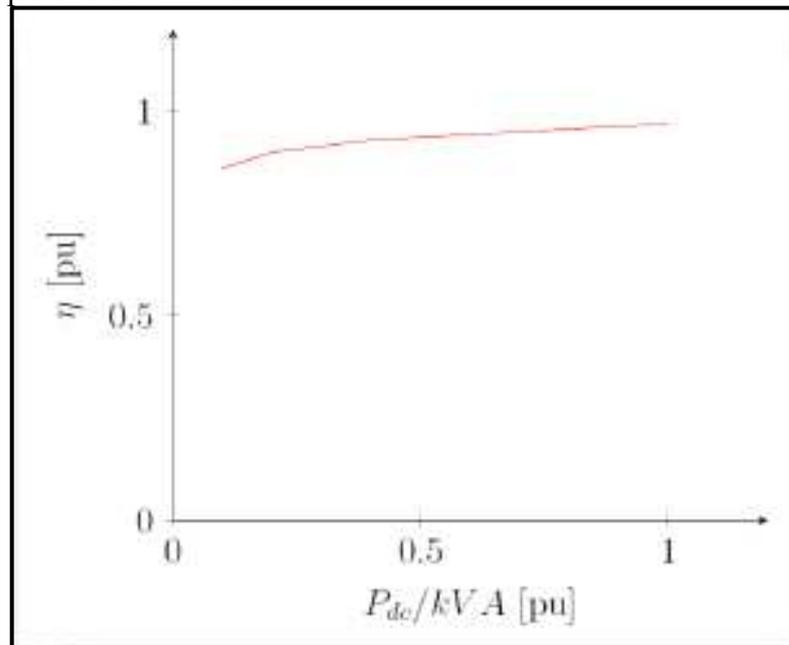
```
New Tshape.Temperatura npts=24 interval=1
~ temp=[25 25 25 25 25 25 30 40 50 60 60 70 70 65 50 50 40 25 25 25 25 25 25]
```

Fonte: Próprio autor.

3.4.10.2. *Effcurve*

Define-se a curva de eficiência do inversor em função a potência nominal de saída. A Figura 51 mostra um exemplo de curva, enquanto a Figura 52 mostra o comando feito no OpenDSS, em que se definiu quatro pontos do eixo x e seus respectivos valores do eixo y, em que o software faz a interpolação deles para a geração da curva.

Figura 51 – Curva da eficiência do inversor em função da sua potência nominal.



Fonte: Paulo Hadatz (2017).

Figura 52 – Effcurve definida no OpenDSS.

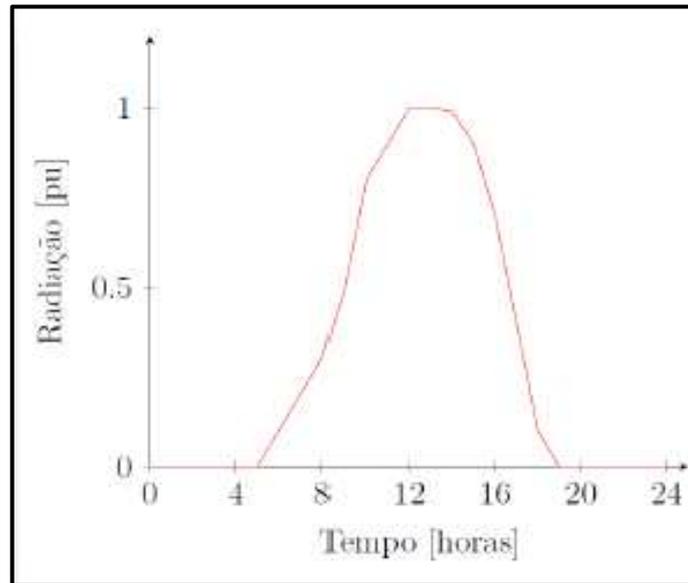
```
New XYcurve.Eficiência npts=4 xarray=[0.1 0.2 0.4 1] yarray=[0.86 0.9 0.93 0.97]
```

Fonte: Próprio autor.

3.4.10.3. *Irradiance*

Define-se a curva de irradiação solar em função das horas do dia, ou seja, mostra o quanto da potência nominal dos painéis é gerada ao longo do dia. A Figura 53 mostra um exemplo da curva e a Figura 54 mostra a curva considerada para os painéis modelados no OpenDSS, onde se tem um pico de geração das 12h às 14h.

Figura 53 – Irradiação no painel solar ao decorrer do dia.



Fonte: Paulo Hadatz (2017).

Figura 54 – Irradiação definida no OpenDSS.

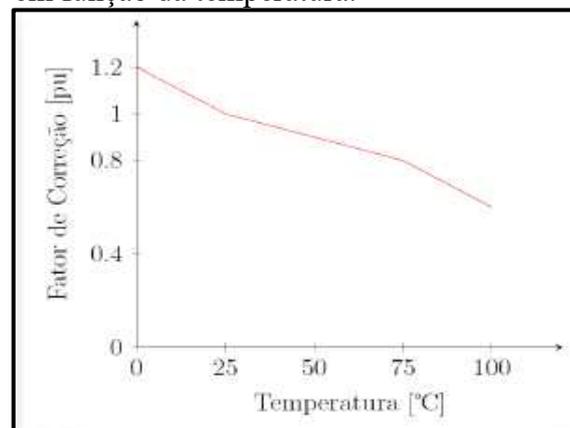
```
New Loadshape.geracao npts=24 interval=1
~mult=[0 0 0 0 0.1 1.0 2.0 3.0 4.0 5.0 8.1 1 1 10.9 0.7 0.1 0 0 0 0 0 0]
```

Fonte: Próprio autor.

3.4.10.4. $Eff \times T$

Define-se a curva de eficiência do inversor em função da temperatura. A Figura 55 mostra um exemplo da curva do inversor e a Figura 56 mostra o script utilizado na modelagem no OpenDSS, onde se definiu os pontos de interpolação do gráfico que é interpretado pelo software.

Figura 55 – Curva da eficiência do inversor em função da temperatura.



Fonte: Paulo Hadatz (2017).

Figura 56 – EffxT definida no OpenDSS.

```
New XYcurve.Pot_Temp npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1 0.8 0.6]
```

Fonte: Próprio autor.

O comando para definir o PVsystem com as curvas caracterizadas é mostrado na Figura 57. As GDs do circuito foram ligadas aos transformadores presentes na rede.

Figura 57 – Definição do PVsystem no OpenDSS.

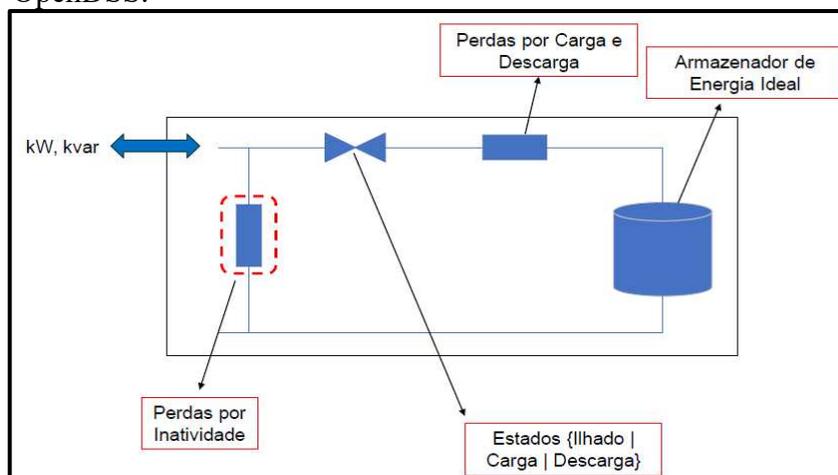
```
New PVsystem.PV1 kV=13.8 phases=3 bus1=34 kVA=4000 irradi=0.98
pmp=2240 temperature=25 pf=1
~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 Effcurve=Eficiência P-T Curve=Pot_Temp
daily=geracao Tdaily=Temperatura
```

Fonte: Próprio autor.

3.4.11. Storage

Neste script, tem-se a definição do elemento de armazenamento (bateria). Sua utilização permite armazenar energia elétrica em kWh durante um intervalo de tempo e injetá-la na rede em outro período, de acordo com as características desejadas para o circuito. A Figura 58 mostra a configuração básica deste elemento no OpenDSS.

Figura 58 – Esquemática do elemento de armazenamento no OpenDSS.



Fonte: Paulo Hadatz (2017).

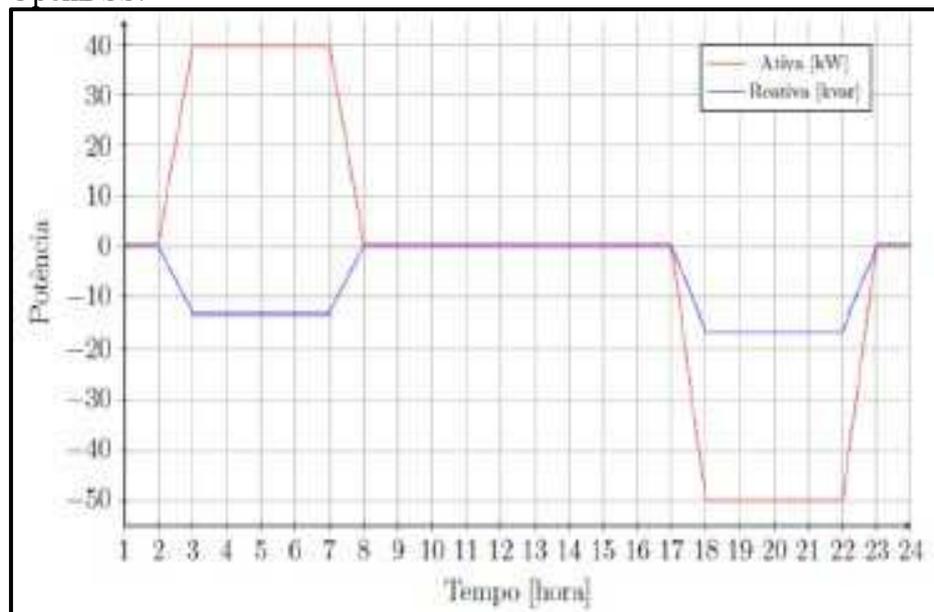
Observa-se que há três estados de operação do armazenador, quais sejam:

- Carga: período em que ocorre a carga do armazenador;
- Descarga: período em que ocorre a descarga do armazenador;
- Ilhado: período em que o armazenador fica inativo.

Nota-se que, quando o elemento está em operação de carga e descarga, há perdas associadas a ele, sendo representada por um resistor em série, enquanto as perdas associadas ao estado ilhado está sendo representada por um resistor em paralelo.

O modo de operação escolhido para o elemento no OpenDSS foi o *external*. Neste caso, tem-se um carregamento durante um intervalo de tempo definido, seguido (ou não) de um estado ilhado e uma posterior injeção da energia armazenada de volta à rede, podendo o período de descarga ser igual ou diferente do período de carga do elemento. A Figura 59 mostra um exemplo de funcionamento do armazenador nesse modo.

Figura 59 – Operação do elemento Storage no modo externo no OpenDSS.



Fonte: Paulo Hadatz (2017).

Definido o modo de operação, os demais parâmetros para o comando *New Storage* no OpenDSS são:

- Bus1: barramento em que o elemento está conectado;
- kWrated: potência ativa de saída;
- kWhrated: capacidade de armazenamento de energia;

- %reserve: reserva de energia do armazenador em função de sua potência nominal;
- Dispmode: modo de operação da bateria;
- Phases: quantidade de fases;
- kV: tensão nominal de operação da bateria;
- Model: modelo específico de armazenamento a ser utilizado (para o modo 1, ocorre o armazenamento constante de potência, enquanto no modo 2 o elemento é modelado como uma impedância constante);
- State: estado de operação inicial do armazenador (*SOC – State of Charge*);
- DebugTrace: ativa ou desativa a saída de informações detalhadas de rastreamento (debug) durante a simulação.

É mostrado na Figura 60 um exemplo de script para um elemento de armazenamento no OpenDSS.

Figura 60 – Vetor de carga para o Storage no modo seguidor definido no OpenDSS.

```
New Storage.BATERIA phases=3 bus1=34 kv=13.8 kWrated=1000
%reserve=10
~ kWhrated=5000 %stored=20 state=idling debugtrace=yes
dispmode=external model=1
```

Fonte: Próprio autor.

Observa-se que o estado de operação inicial é o ilhado (*idling*) e o modelo de armazenamento é o de potência constante, além de ser definido a conexão da bateria no mesmo barramento da usina fotovoltaica que se deseja controlar a injeção de potência na rede. A partir disso, foi definido o horário de carga e descarga da bateria.

Escolheu-se o período de carga do armazenador entre 9h e 14h, ou seja, o elemento fica ilhado de 1h (horário de referência para início da simulação) até o início do carregamento. A Figura 61 mostra o período ilhado da bateria definido no OpenDSS.

Figura 61 – Período ilhado do elemento Storage.

```
set voltagebases=[13.8 0.38]
calc voltagebases
set mode = daily
set stepsize = 1h
set number=8
solve
```

Fonte: Próprio autor.

Após este período, muda-se o modo de operação (para *charging*), usando o comando *Edit* para se alterar as características do elemento, e se define o tempo de carregamento, que foi de 5 horas seguidas, como mostrado na Figura 62. O elemento armazena 100% da potência nominal com um FP de -0,95, isto é, absorvendo potência ativa gerada pela fonte fotovoltaica.

Figura 62 – Período de carga do elemento Storage.

```
Edit Storage.BATERIA state=charging
%charge=100 pf=-0.95
Set number=5
solve
```

Fonte: Próprio autor

Terminado o carregamento, a bateria volta ao modo ilhado até o início do horário de pico de carga, definido como 17h, ou seja, tem-se o modo *idling* durante as 3 (três) horas seguintes, conforme Figura 63.

Figura 63 – Novo período ilhado do elemento Storage.

```
Edit Storage.BATERIA state=idling
set number=3
solve
```

Fonte: Próprio autor

O descarregamento do armazenador se inicia às 17h e tem como duração as 5 (cinco) horas seguinte. Logo, muda-se o modo para *discharging*, desengatilhando 100% da

energia armazenada³ com um FP de 0,95, ou seja, injetando potência ativa na rede de distribuição, conforme Figura 64.

Figura 64 – Período de descarga do elemento Storage.

```
Edit Storage.BATERIA state=discharging
%discharge=100 pf=0.95
Set number=5
solve
```

Fonte: Próprio autor

Por fim, a bateria volta ao modo ilhado durante as 3 horas restantes do dia, conforme Figura 65.

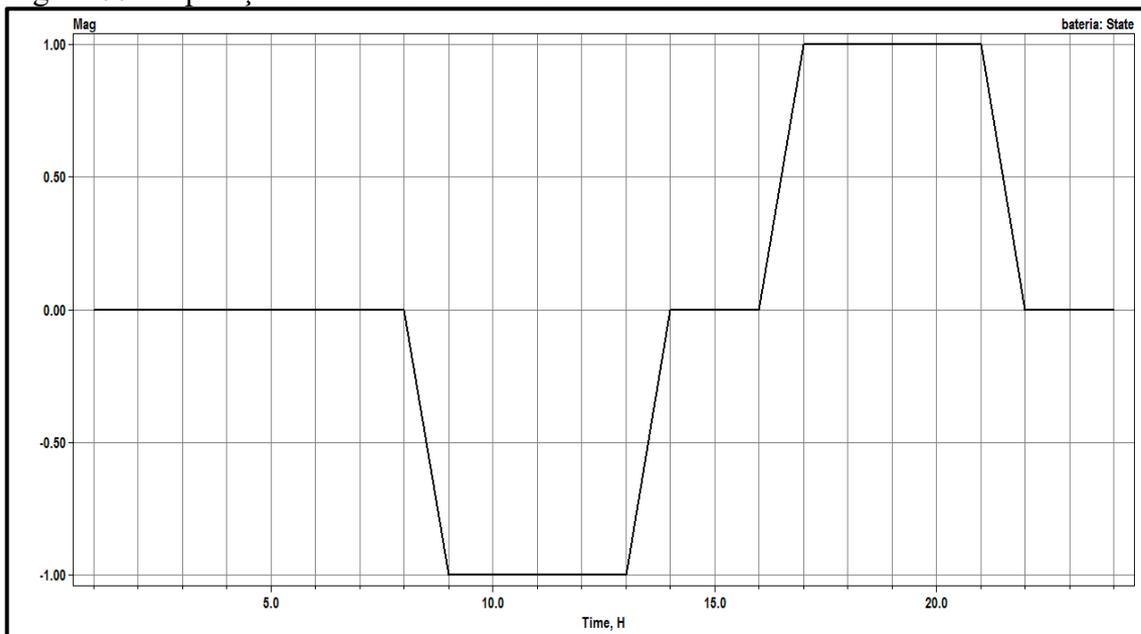
Figura 65 – Último período ilhado do elemento Storage.

```
dit Storage.BATERIA state=idling
set number=3
solve
```

Fonte: Próprio autor

A Figura 66 mostra o estado de operação ao decorrer das 24 horas, após definido os intervalos dos modos de operação do armazenador.

Figura 66 – Operação do modo externa ao decorrer do dia.



Fonte: Próprio autor

³ A bateria é descarregada até atingir o valor de reserva definido.

Observa-se que a bateria opera de acordo como foi definida no script, onde -1 representa o estado de carregamento, 1 o estado de descarregamento e o 0 estado ilhado do elemento.

4. RESULTADOS

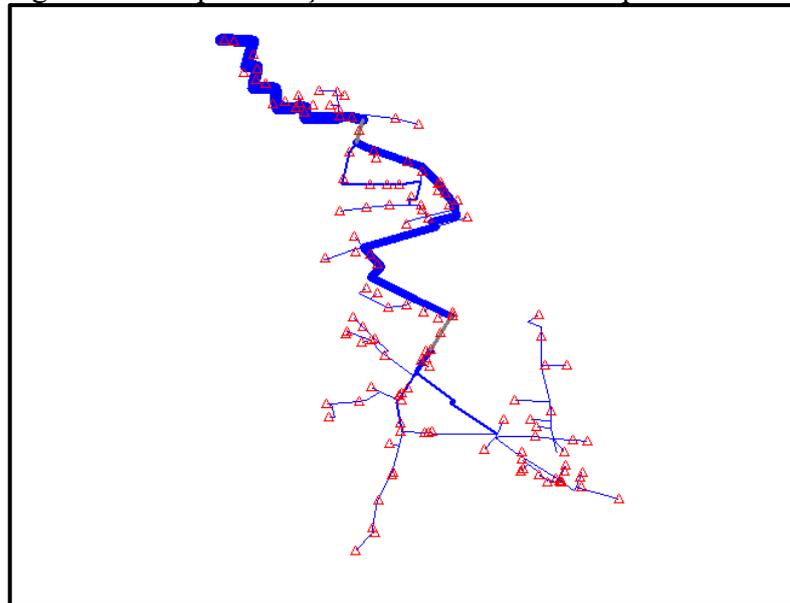
4.1. Introdução

Nesse capítulo são mostrados os resultados da modelagem feita no capítulo anterior, além de serem definidos os cenários para a análise do impacto da penetração de GD na curva de carga do alimentador. Posteriormente são analisados os cenários sem e com a presença de elemento de armazenamento e discutido os resultados.

4.2. Resultados da modelagem no OpenDSS e definição dos cenários

Após implementados os modelos dos elementos do alimentador no OpenDSS, obteve-se como resultado a representação do alimentador ilustrada na Figura 67. As figuras triangulares representam os transformadores conectados à rede. Por se tratar de autotransformadores, os dois reguladores de tensão presentes na rede também são representados por formas triangulares.

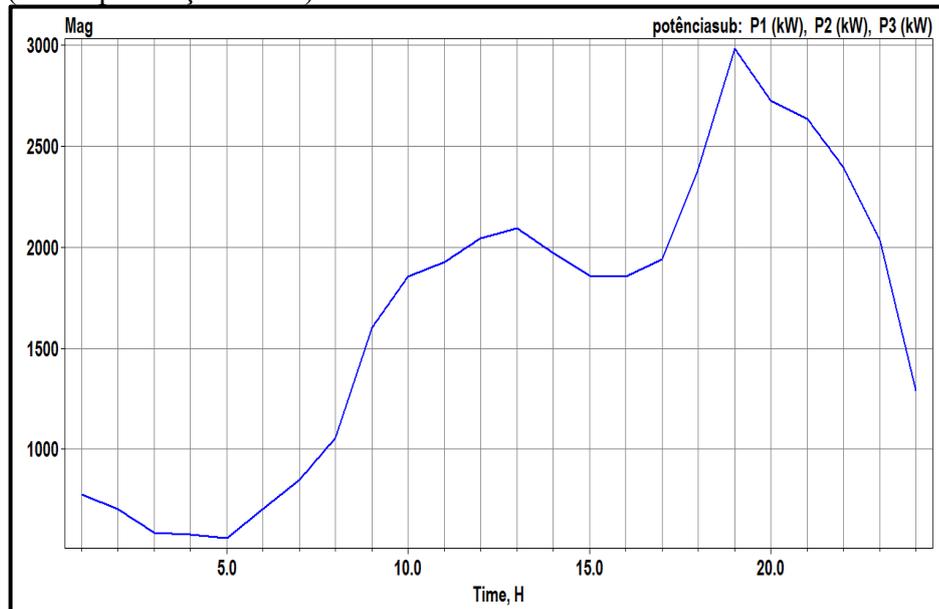
Figura 67 – Representação do alimentador no OpenDSS.



Fonte: Próprio autor.

Nota-se que a linha azul mais espessa é onde está ocorrendo maior fluxo de energia, que geralmente se encontra na linha tronco (trecho principal do circuito e a partir de onde os ramais se dividem) do alimentador. A curva de carga do CCA01C3 para as características definidas nos elementos é mostrada na Figura 68.

Figura 68 – Curva de carga do alimentador com os parâmetros iniciais (sem a presença de GD).



Fonte: Próprio autor.

Tem-se a curva de potência exigida ao transformador de força ao longo do dia, sem a presença de geração distribuída, começando às 1h e indo até às 24h, em que se observa uma rampa na demanda de potência ativa entre 17h e 19h. Nota-se na legenda do gráfico que a curva é vista igualmente pelas três fases, ou seja, o valor total de potência ativa visto pelo alimentador em determinada hora do dia é o triplo do valor mostrado na curva no respectivo ponto.

A partir disso, foi definido que as conexões da GD na rede seriam feitas nos mesmos barramentos onde as cargas estão conectadas, ou seja, nos enrolamentos secundários dos transformadores do circuito. A potência nominal de geração de cada sistema fotovoltaico foi definida baseada na carga associada ao mesmo barramento, por exemplo, dada uma carga de 80 kW ligada a um transformador A e um sistema fotovoltaico associado a este mesmo transformador, com uma penetração de 30% de GD na rede, a potência de geração dos painéis é de:

$$P_{\text{geração}} = 30\% * 80 \text{ kW} = 24 \text{ kW}$$

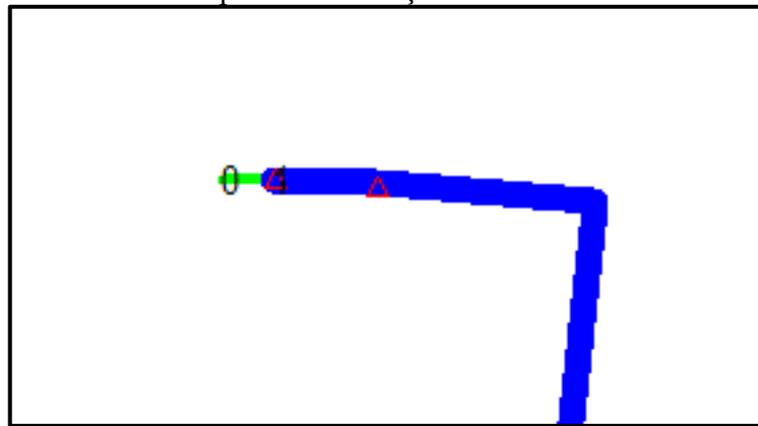
Com isso, foram definidos 3 cenários de penetração de geração distribuída, sabendo que a carga total do circuito é de 7653 kW, ao longo de todo o alimentador:

- Cenário 1: penetração de 25% de GD na rede (1913 kW);
- Cenário 2: penetração de 50% de GD na rede (3827 kW);
- Cenário 3: penetração de 100% de GD na rede (7653 kW).

Para suportar os 3 cenários de penetração de GD na rede, foi escolhido como elemento de armazenamento a bateria da fabricante Huawei, cuja capacidade de armazenamento é de 2.064 kWh (utilizado 2,1 MWh nas simulações) e ficha técnica se encontra no Apêndice B.

Em todos os cenários, foi utilizado como ponto de conexão o barramento 0, mostrado na Figura 69, que representa a saída do alimentador, para a inserção do elemento de armazenamento no circuito.

Figura 69 – Barramento de conexão do elemento de armazenamento para as simulações dos cenários.



Fonte: Próprio autor.

4.3. Elemento de armazenamento para alívio da curva de carga

Nos três cenários em que se utilizou a bateria para aliviar a curva de carga em horário de ponta, foi calculado a variação de potência exigida ao alimentador e a quantidade de energia necessária para se injetar na rede entre 16h e 19h (horário em que se inicia e se termina a rampa de demanda de carga com a presença da GD, respectivamente). A energia elétrica pode ser calculada por (RAMALHO, 2003):

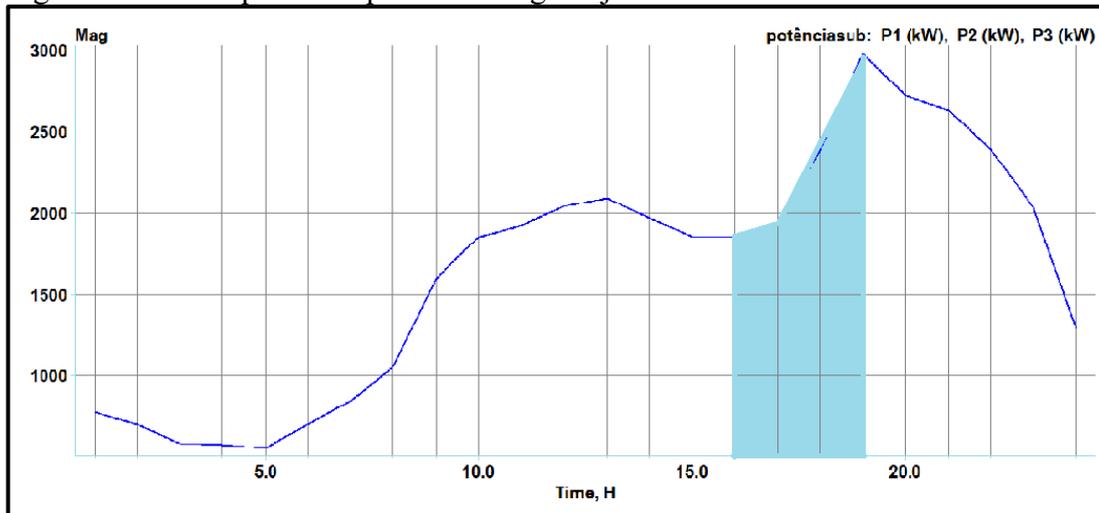
$$E_{ele} = P(\text{tempo}) * \text{tempo} \quad (4.1)$$

Em que:

- E_{ele} : energia elétrica;
- P: potência ativa em função do tempo;
- Tempo: duração do consumo de potência.

Como a potência vista pelo alimentador varia em função do tempo, é necessário calcular a área sobre a curva que descreve o consumo (ou fornecimento) de potência durante um intervalo de horas. A Figura 70 mostra a área que equivale a energia elétrica injetada na rede pelo alimentador entre 16h e 19h para o circuito sem a presença de GD.

Figura 70 – Área que corresponde a energia injetada na rede entre 16h e 19h.



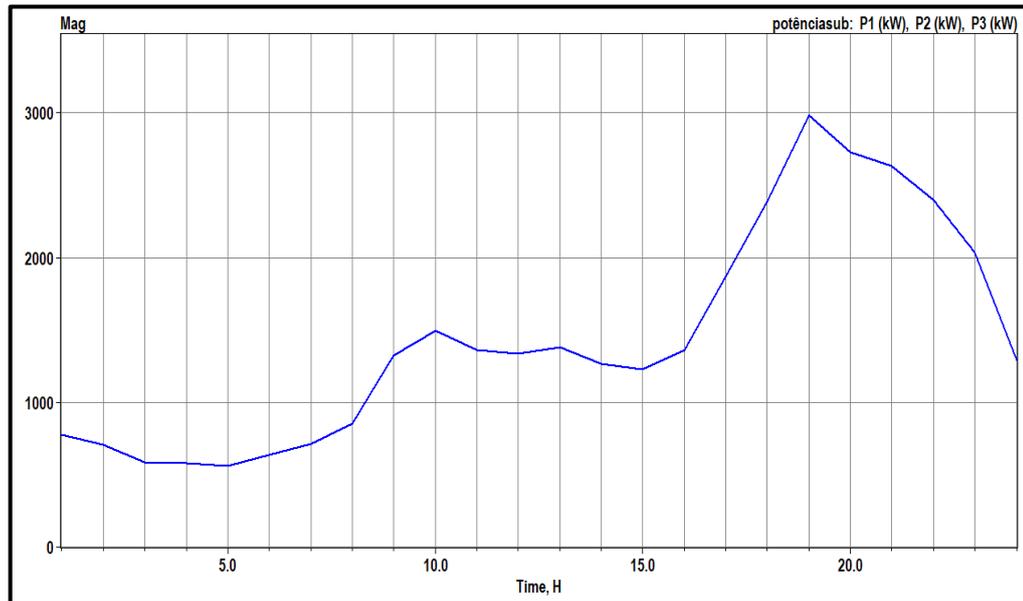
Fonte: Próprio autor.

Sendo a variação de potência entre duas horas seguidas praticamente linear, ou seja, sofrendo um aumento ou redução de potência de forma constante, foi utilizado as ferramentas de gráfico do OpenDSS para se estimar a energia injetada na rede pelo alimentador em todos os cenários, com e sem a presença de bateria no circuito, calculando as áreas dos trapézios correspondidos entre 16h e 17h, 17h e 18h, e 18h e 19h.

4.3.1. Cenário 1

A Figura 71 mostra a curva de carga vista pelo alimentador com uma penetração de 25% de GD na rede. Nota-se que há uma redução de potência entre 10h e 16h, quando comparada a curva sem presença de geração distribuída.

Figura 71 – Curva de carga com 25% de penetração da GD sem a presença de bateria.



Fonte: Próprio autor.

A Tabela 1 mostra a variação de potência entre 16h e 19h sendo demandada ao alimentador, enquanto a Tabela 2 mostra a energia elétrica injetada por ele na rede nesse mesmo período.

Tabela 1 – Variação da potência ativa para o cenário 1 sem a presença de bateria.

Cenário 1 sem bateria	Ponto 1	Ponto 2	Varição
Horário (h)	16	19	3
Potência ativa por fase (kW)	1360	2985	1625
Potência ativa total (kW)	4085	8955	4875

Fonte: Próprio autor.

Tabela 2 – Energia injetada na rede para o cenário 1 sem a presença de bateria.

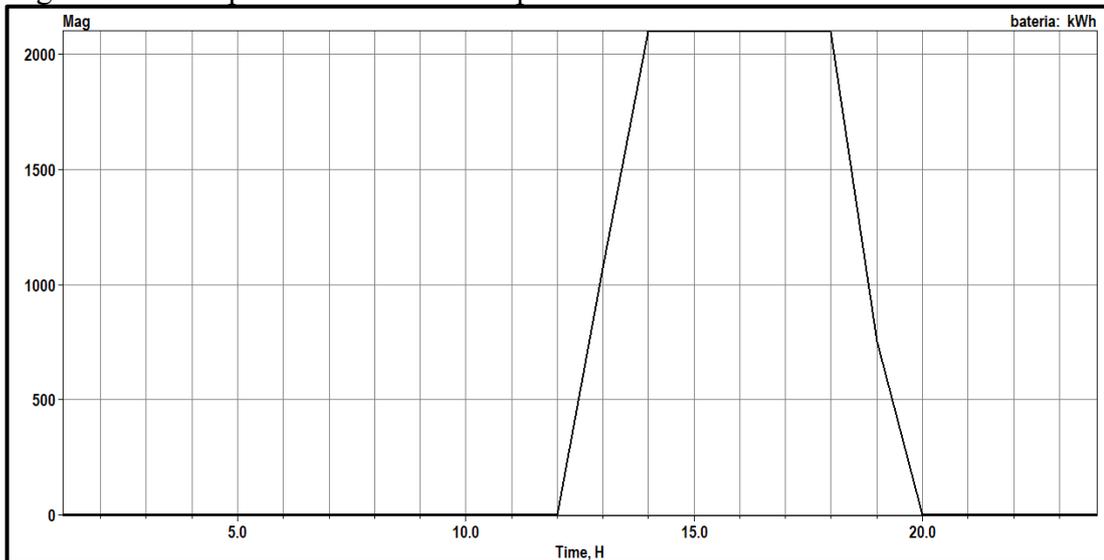
Cenário 1 sem bateria	
Energia por fase (kWh)	Energia total (kWh)
5555	16665

Fonte: Próprio autor.

A partir disso, foi inserida uma bateria no barramento da subestação com capacidade de armazenamento de 2,1 MWh, a fim de armazenar a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos do sistema no intervalo de maior geração de energia e utilizá-la posteriormente, no período de maior demanda de carga. O comportamento do armazenador é

mostrado na Figura 72, onde se tem o início da carga às 12h, com duração até às 14h, uma vez que este intervalo é o pico de fornecimento da GD. O período de descarga começa às 18h e tem seu fim às 20h.

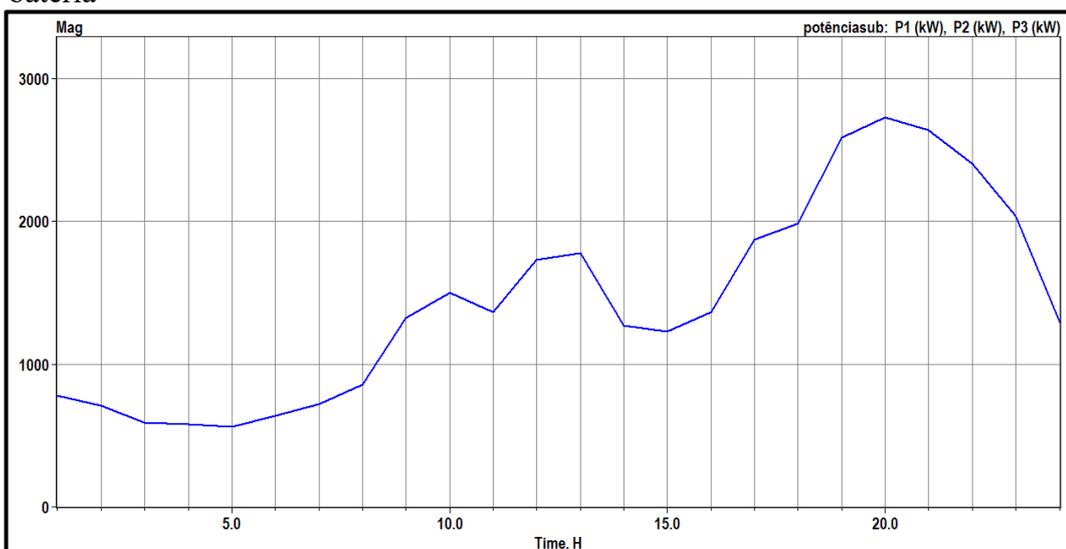
Figura 72 – Comportamento da bateria para o cenário 1.



Fonte: Próprio autor.

A nova curva de carga vista pelo alimentador é mostrada na Figura 73. Nota-se que se elimina a rampa de carga entre 16h e 19h. É possível ver uma suavização da curva, a partir das 16h, devido a energia que está sendo injetada na rede pela bateria.

Figura 73 – Curva de carga com 25% de penetração da GD com a presença de bateria



Fonte: Próprio autor.

Os dados numéricos da curva com a presença da bateria, além da potência injetada na rede no período analisado, são mostrados na Tabela 3 e Tabela 4, respectivamente.

Tabela 3 – Variação de potência ativa para o cenário 1 com a presença de bateria.

Cenário 1 com bateria	Ponto 1	Ponto 2	Variação
Horário (h)	16	19	3
Potência ativa por fase (kW)	1364	2585	1221
Potência ativa total (kW)	4092	7755	3663

Fonte: Próprio autor.

Tabela 4 – Energia injetada na rede para o cenário 1 com a presença de bateria.

Cenário 1 com bateria	
Energia por fase (kWh)	Energia total (kWh)
5835	17504

Fonte: Próprio autor.

A comparação entre os cenários sem e com o elemento de armazenamento é mostrada na Tabela 5, onde se tem uma redução percentual na variação da potência demandada ao alimentador com o elemento de armazenamento. Entretanto, tem-se uma elevação na energia injetada na rede no mesmo período. Como a penetração considerada no cenário 1 não causa uma distorção acentuada na curva, os valores de potência vista pelo alimentador ao decorrer do dia são próximos aos nominais no intervalo de carga da bateria.

Tabela 5 – Comparação do cenário 1 sem e com a presença de bateria.

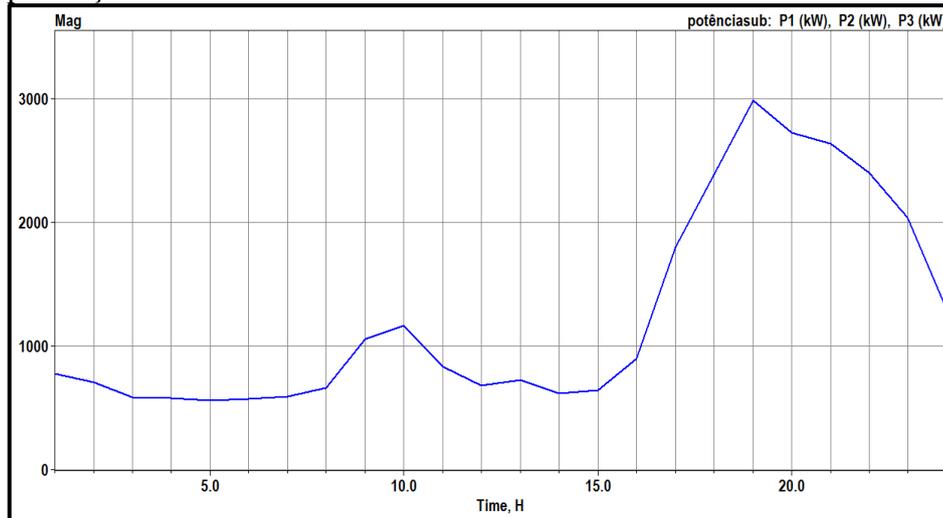
Cenário 1	Sem bateria	Com bateria	Redução percentual
Variação da potência total entre 16h e 19h	4875	3663	-25%
Energia injetada na rede entre 16h e 19h	16665	17504	+5%

Fonte: Próprio autor.

4.3.2. Cenário 2

A Figura 74 mostra a curva de carga vista pelo alimentador com 50% de penetração da geração distribuída. Observa-se que há uma maior rampa a partir de 16h e uma menor demanda entre os horários de pico de geração se comparado com o cenário anterior.

Figura 74 – Curva de carga com 50% de penetração da GD sem a presença de bateria



Fonte: Próprio autor.

A variação de potência exigida ao transformador entre 16h e 19h é de 2086 kW, conforme Tabela 6.

Tabela 6 – Variação da potência ativa para o cenário 1 sem a presença de bateria.

Cenário 2 sem bateria	Ponto 1	Ponto 2	Varição
Horário (h)	16	19	3
Potência ativa por fase (kW)	899	2985	2086
Potência ativa total (kW)	2697	8955	6258

Fonte: Próprio autor.

A energia injetada na rede pelo alimentador durante esse período foi calculada e é mostrada na Tabela 7.

Tabela 7 – Energia injetada na rede para o cenário 2 sem a presença de bateria.

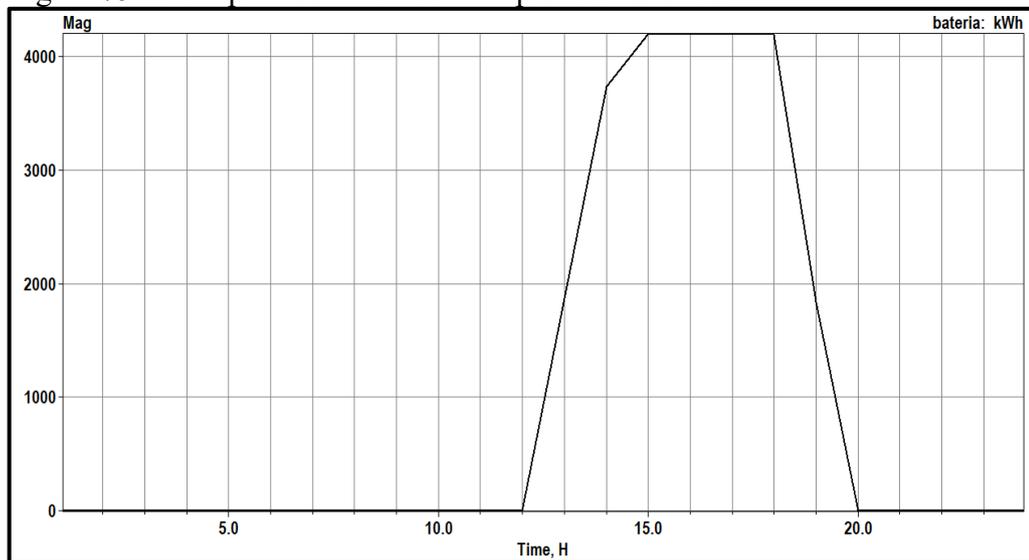
Cenário 2 sem bateria

Energia por fase (kWh)	Energia total (kWh)
6134,5	18403,5

Fonte: Próprio autor.

A partir disso, foram adicionados dois elementos de armazenamento no barramento da subestação, onde foi definido que o horário de carga seria das 12h às 15h, uma vez que se tem o pico de geração fotovoltaica nesse intervalo. A Figura 75 mostra a operação das baterias, em que se observa a energia máxima armazenada de 4,2 MWh, cuja descarga começa a partir das 18h e vai até às 20h.

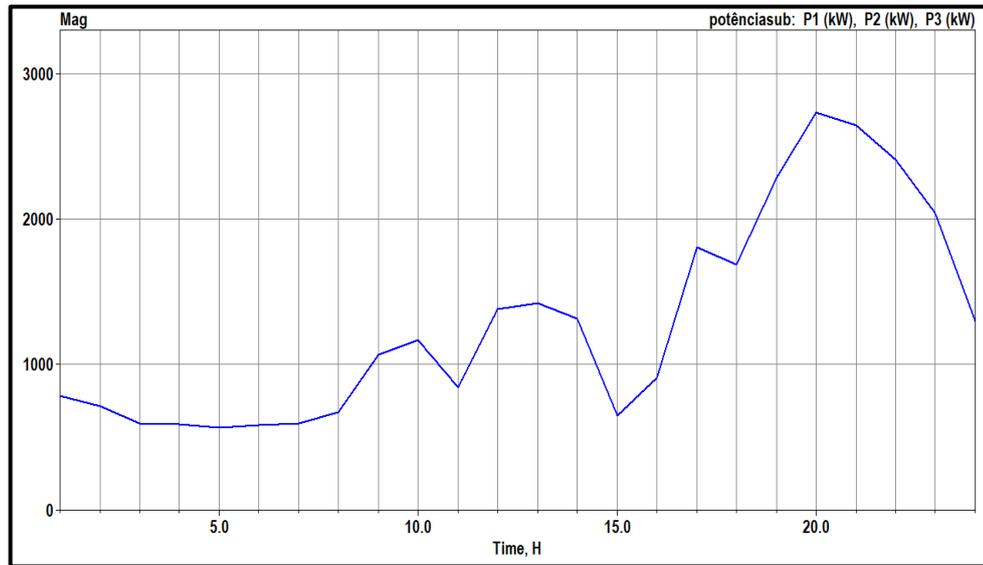
Figura 75 – Comportamento da bateria para o cenário 2.



Fonte: Próprio autor.

Conectado a bateria à rede, a nova curva de carga vista pelo alimentador é mostrada na Figura 76. Nota-se que há uma redução na variação de potência exigida entre 16h e 19h, além de se ter a diminuição da potência de pico demandada. A energia armazenada durante o período em que há maior geração de energia das GDs faz com que a curva fique menos afetada entre 12h e 16h. A partir da descarga da bateria, às 18h, a curva também sofre uma suavização, permitindo um alívio na curva de carga.

Figura 76 – Curva de carga com 50% de penetração da GD com a presença de bateria



Fonte: Próprio autor.

Os valores de variação de potência e energia injetada pelo alimentador com a presença de bateria, nessa nova configuração, são mostrados nas Tabela 8 e 9, respectivamente.

Tabela 8 – Variação da potência ativa para o cenário 2 com a presença de bateria.

Cenário 2 com bateria	Ponto 1	Ponto 2	Varição
Horário (h)	16	19	3
Potência ativa por fase (kW)	905	2285	2086
Potência ativa total (kW)	2715	6855	4140

Fonte: Próprio autor.

Tabela 9 – Energia injetada na rede para o cenário 2 com a presença de bateria.

Cenário 2 com bateria	
Energia por fase (kWh)	Energia total (kWh)
4539	13617

Fonte: Próprio autor.

Observa-se a corroboração, de forma numérica, da nova curva de carga com a presença de bateria no sistema. A comparação entre os cenários sem e com o elemento de armazenamento é mostrada na Tabela 10, onde se tem uma redução percentual tanto na variação da potência demandada ao alimentador, quanto na energia injetada por ele na rede, no intervalo de tempo considerado, para o cenário com a presença de bateria.

Tabela 10 – Comparação do cenário 2 sem e com a presença de bateria.

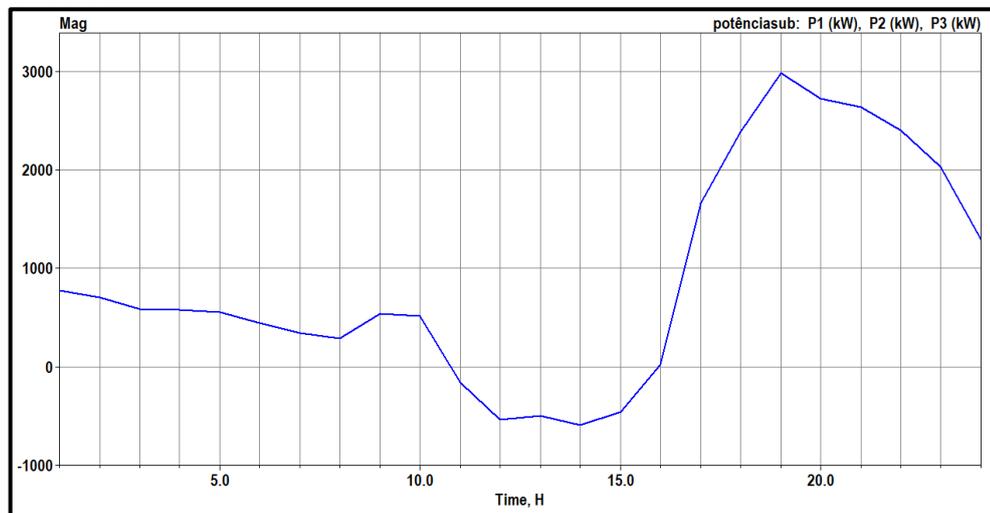
Cenário 2	Sem bateria	Com bateria	Redução percentual
Varição da potência total entre 16h e 19h	6258	4140	-34%
Energia injetada na rede entre 16h e 19h	18403,5	13617	-26%

Fonte: Próprio autor.

4.3.3. Cenário 3

A curva de carga vista pelo alimentador para o cenário com 100% de penetração de GD é mostrada na Figura 77. Observa-se que entre o intervalo de pico de geração dos painéis fotovoltaicos conectados à rede, correspondido entre 11h e 16h, o CCA01C3 vê o sistema como fonte de energia, pois se tem um fluxo inverso de potência durante esse período.

Figura 77 – Curva de carga com 100% de penetração da GD sem a presença de bateria



Fonte: Próprio autor.

Nota-se que há uma maior variação de potência sendo exigida ao alimentador entre 16h e 19h, se comparada aos cenários anteriores. A Tabela 11 mostra os resultados do sistema sem o elemento de armazenamento.

Tabela 11 – Variação da potência ativa para o cenário 3 sem a presença de bateria.

Cenário 3 sem bateria	Ponto 1	Ponto 2	Varição
Horário (h)	16	19	3

Potência ativa por fase (kW)	21	2985	2964
Potência ativa total (kW)	63	8955	8892

Fonte: Próprio autor.

Os valores de energia elétrica injetada na rede no intervalo considerado são mostrados na Tabela 12.

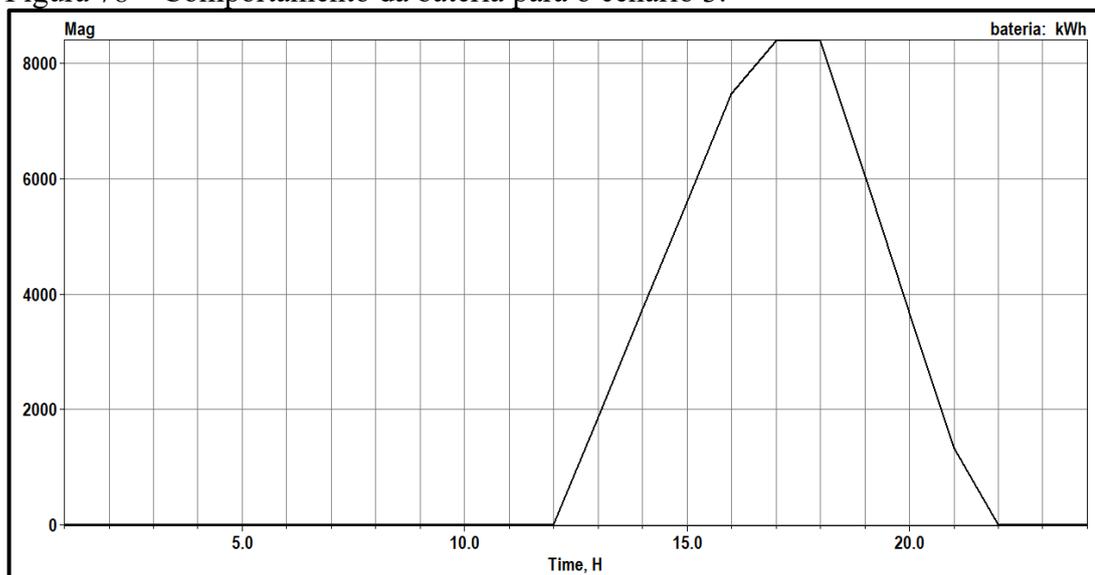
Tabela 12 – Energia injetada na rede para o cenário 3 sem a presença de bateria.

Cenário 3 sem bateria	
Energia por fase (kWh)	Energia total (kWh)
5555	16665

Fonte: Próprio autor.

Com isso, foram definidas quatro baterias conectadas ao barramento da subestação, com capacidade de armazenamento total de 8,4 MWh, onde o período de carga dos elementos de armazenamento teve início às 12h e fim às 17h, correspondido ao intervalo em que ocorre a maior injeção de potência da GD na rede. A Figura 78 mostra o modo de operação do armazenador, onde se vê que o período de descarga teve início às 18h, seguindo durante as 5 horas seguintes, com fim às 22h.

Figura 78 – Comportamento da bateria para o cenário 3.

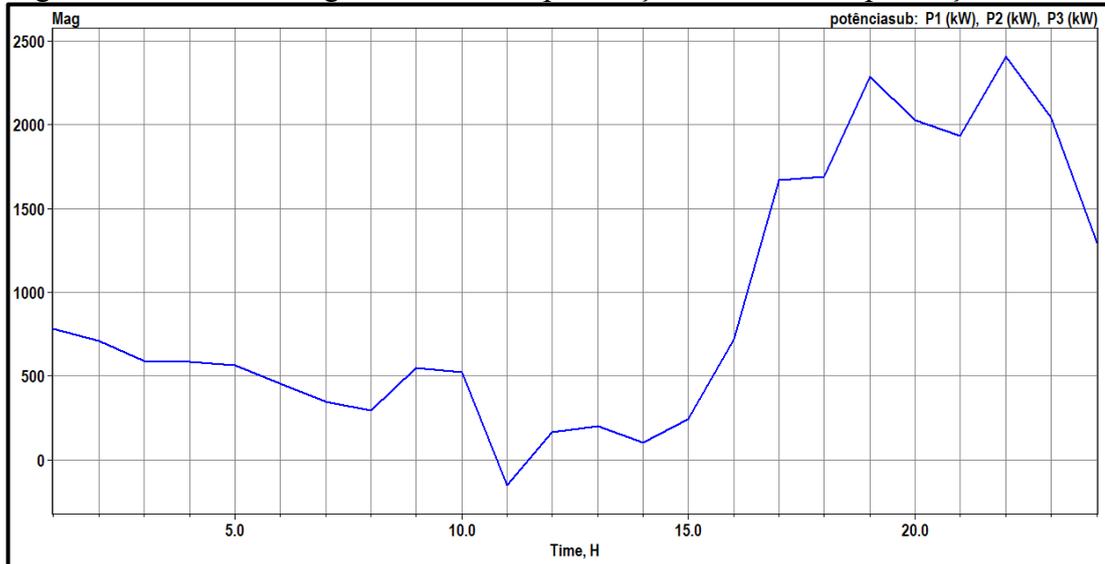


Fonte: Próprio autor.

A nova curva de carga do sistema com a presença de baterias é vista na Figura 79. É possível notar a redução do fluxo inverso de potência visto pelo alimentador entre 11h e 16h,

uma vez que nesse intervalo as baterias estão em modo de carga, ou seja, parte da energia gerada pelas GDs são armazenadas para uso posterior.

Figura 79 – Curva de carga com 100% de penetração da GD com a presença de bateria



Fonte: Próprio autor.

Os valores de variação de potência e energia injetada pelo alimentador com a presença da bateria são mostradas na Tabela 13 e Tabela 14, respectivamente.

Tabela 13 – Variação da potência ativa para o cenário 3 com a presença de bateria.

Cenário 3 com bateria	Ponto 1	Ponto 2	Varição
Horário (h)	16	19	3
Potência ativa por fase (kW)	721	2285	1564
Potência ativa total (kW)	2163	6855	4692

Fonte: Próprio autor.

Tabela 14 – Energia injetada na rede para o cenário 3 com a presença de bateria.

Cenário 3 com bateria	
Energia por fase (kWh)	Energia total (kWh)
4860	14580

Fonte: Próprio autor.

A comparação do cenário sem e com a presença de bateria é mostrada na Tabela 15, onde se observa uma redução de quase metade na variação da potência para o segundo caso. Além disso, tem-se uma redução da energia injetada na rede para o mesmo período.

Tabela 15 – Comparação do cenário 3 sem e com a presença de bateria.

Cenário 3	Sem bateria	Com bateria	Redução percentual
Variação da potência total entre 16h e 19h	8892	4692	-47%
Energia injetada na rede entre 16h e 19h	16665	14580	-13%

Fonte: Próprio autor.

4.4. Considerações finais

O software OpenDSS se mostrou bastante eficaz na modelagem e nos resultados obtidos com as simulações de casos realizadas. O suporte à integração de GD na rede e os modos de operação das baterias facilitaram as análises. Além disso, a função *Help* foi bastante útil na definição dos parâmetros da bateria. No geral, os valores das simulações realizadas foram coerentes.

5. CONCLUSÃO

As simulações realizadas no OpenDSS permitiram ver o comportamento da curva de carga com e sem elemento de armazenamento para diferentes níveis de penetração de geração distribuída.

Para o cenário 1, com um nível de penetração de 25%, a presença de bateria diminuiu em 25% a variação de potência exigida ao alimentador entre 16h e 19h, aumentando, porém, em 5% a energia injetada na rede. Para o cenário 2, com um nível de penetração de 50%, a adição de baterias no circuito reduziu em 34% a variação de potência exigida ao transformador e 26% a energia injetada na rede entre 16h e 19h, se mostrando extremamente eficiente no alívio da curva de carga. Já no cenário 3, com um nível de 100% de penetração, a presença de baterias no circuito fez reduzir em 47% a variação de potência sofrida pelo alimentador das 16h às 19h, além de reduzir em 13% a energia injetada na rede nesse mesmo período.

Com isso, observa-se que, com o aumento de nível de penetração de geração distribuída na rede de distribuição, a utilização de baterias para armazenamento para uso posterior, em períodos de alta demanda, se mostra bastante eficiente, reduzindo tanto a variação de potência exigida ao alimentador, ou seja, evitando possíveis danos físicos aos equipamentos da rede, como reduzindo também o nível de energia injetada no sistema. Tem-se, assim, a diminuição, do ponto de vista do operador do sistema, da necessidade de utilização de outras fontes de energia para compensar a demanda de carga.

Portanto, mesmo com a necessidade de se fazer um estudo de custos para a compensação de armazenadores de energia na rede elétrica, sua utilização se mostra bastante eficiente para diversas pautas, seja ambiental, com a redução da utilização de fontes de energia poluentes, seja comercial, com a utilização de armazenamento para períodos em que a tarifa elétrica é mais cara.

5.1. Trabalhos futuros

Sugerem-se, a partir deste trabalho, os seguintes tópicos a serem realizados no OpenDSS a fim de aprimorar e acrescentar o presente estudo:

- Análise de custos para o uso de elementos de armazenamento no sistema de distribuição;
- Solução para mitigação de sobretensão com elemento de armazenamento;

- Análise considerando uma usina eólica na rede de distribuição, visto que é a maior fonte de energia renovável do Ceará.

REFERÊNCIAS

- Rocha, Celso Henrique Santos Rocha. **Análise e Mitigação de Impactos da Conexão de Geração Distribuída, Microgeração Distribuída e Armazenadores em Alimentadores de Distribuição Utilizando o Software OpenDSS**. 2016.
- DIAS, Cícero Fábio dos Santos. **Análise dos Impactos da Geração Distribuída em um Alimentador de Média Tensão Utilizando o Software OpenDSS**. 2019.
- PINHO, M. A. G. J. T. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 2014.
- JESUS JUNIOR, Etevaldo de. **Análise do impacto harmônico causado pela inserção de sistemas de geração distribuída fotovoltaica na rede de distribuição de energia elétrica**. 2021.
- TAVARES, Matheus Jonathan dos Santos. **Análise do impacto da geração distribuída fotovoltaica com diferentes níveis de penetração em alimentadores de distribuição em média tensão utilizando OpenDSS**. 2018.
- ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ.ET-122. 2018. 26 p.
- ZILLES, Roberto et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. 2012.
- BARBOSA, Fábio Vinícius Brito. **Modelagem em OpenDSS e estudo de impacto da implementação da geração fotovoltaica no campus Darcy Ribeiro da Universidade de Brasília**. 2017.
- CARNEIRO, Marlon da Silva. **UTILIZAÇÃO DO SOFTWARE OPENDSS PARA CÁLCULO DAS PERDAS TÉCNICAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**. 2019. 130 p.
- RADATZ, P. R. R. d. F. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. 2015. 191 p.
- PADILHA, L. N. **Análise Comparativa para Estratégias de Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geradores Distribuídos**. 2010.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482**. 2012. 18 p.
- SCARIOTT, Mateus. **GERENCIAMENTO DE DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO PARA ALÍVIO DE CARGA APLICADO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**. 2021.

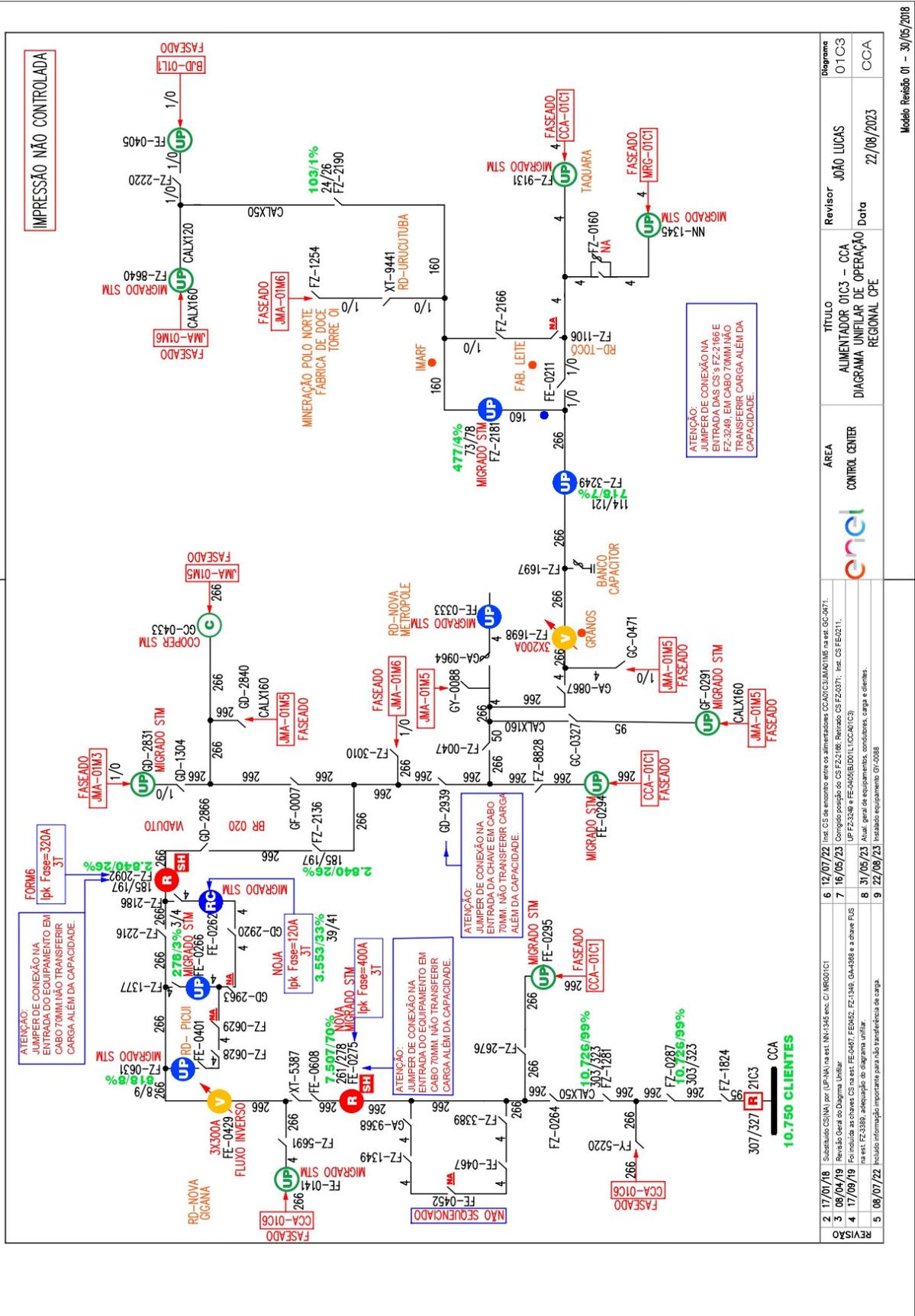
CHEN, Haisheng. **Progress in electrical energy storage system: A critical review.** 2009. 291-312 p.

ANEKE, Mathew. **Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review.** 2016. 350-377 p.

SOUZA, João Paulo Assunção de. **Análise de sistemas de armazenamento de energia com baterias em uma rede real de distribuição de energia em média tensão - 2020.**

SILVA, Rogério Diogne de Souza e. **NOVAS TECNOLOGIAS E INFRAESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO – ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS.** 2022.

APÊNDICE A – IO DO ALIMENTADOR CCA01C3



IMPRESSÃO NÃO CONTROLADA

ATENÇÃO:
 JUMPER DE CONEXÃO NA
 ENTRADA DAS CS'S FZ-2186 E
 FZ-3249. EM CABO 70MM² NÃO
 SE PODE CARGA ALEM DA
 CAPACIDADE.

ATENÇÃO:
 JUMPER DE CONEXÃO NA
 ENTRADA DA CHAVE EM CABO
 70MM². NÃO TRANSFERIR CARGA
 ALEM DA CAPACIDADE.

ATENÇÃO:
 JUMPER DE CONEXÃO NA
 ENTRADA DO EQUIPAMENTO EM
 CABO 70MM². NÃO TRANSFERIR
 CARGA ALEM DA CAPACIDADE.

ATENÇÃO:
 JUMPER DE CONEXÃO NA
 ENTRADA DO EQUIPAMENTO EM
 CABO 70MM². NÃO TRANSFERIR
 CARGA ALEM DA CAPACIDADE.

REVISÃO	DATA	DESCRIÇÃO	ELABORADO	APROVADO
2	17/07/18	Substituição CS(N)A por (DF-N)A invest. N1-1345 enc. C/ MRG01C1		
3	09/04/19	Revisão Geral do Diagrama Unifilar		
4	17/09/19	Foi incluída as chaves CS na est. FE-0467, FE-0462, FZ-1346, GA-488 e a chave FUS na est. FZ-3386, adequação do diagrama unifilar.		
5	09/07/22	Incluiu informação importante para não transferência de carga.		
6	12/07/22	Inst. CS de encontro entre os alimentadores CCA01C3/JMA01M6 na est. GC-6671.		
7	16/05/23	Corrigido posição do CS FZ-2186; Retirado CS FZ-0371; Inst. CS FE-0211.		
8	31/05/23	Atual. geral de equipamentos, condutores, carga e dielétricos.		
9	22/09/23	Incluiu equipamento: GY-0088		

Diagrama	01C3
Revisor	JÓÃO LUCAS
TÍTULO	ALIMENTADOR 01C3 – CCA
DIAGRAMA	UNIFILAR DE OPERAÇÃO REGIONAL CPE
ÁREA	CONTROL CENTER
Data	22/08/2023
CCA	CCA

APÊNDICE B – FICHA TÉCNICA DA BATERIA UTILIZADA COMO REFERÊNCIA

Battery Container			
Model	LUNA2000-2.0MWH-1H0	LUNA2000-2.0MWH-1H1	LUNA2000-2.0MWH-2H1
DC Rated Voltage	1,200 V	1,250 V	1,250 V
DC Max. Voltage	1,500 V	1,500 V	1,500 V
Nominal Energy Capacity	2,064 kWh	2,032 kWh	2,032 kWh
Supported Charge & Discharge Rate	≤ 1 C	≤ 1 C	≤ 0.5 C
Rated Power	344 kW * 6	338.7 kW * 6	338.7 kW * 3
Container Configuration (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm	6,058 x 2,896 x 2,438 mm	6,058 x 2,896 x 2,438 mm
Container Weight	≤ 30 t	≤ 30 t	≤ 30 t
Operation Temperature Range	-30°C – 55°C	-30°C – 55°C	-30°C – 55°C
Storage Temperature Range	-40°C – 60°C	-40°C – 60°C	-40°C – 60°C
Operation Humidity Range	0 – 100% (Without Condensation)	0 – 100% (Without Condensation)	0 – 100% (Without Condensation)
Max. Operating Altitude	4,000 m	4,000 m	4,000 m
Cooling Method	Smart Air Cooling	Smart Air Cooling	Smart Air Cooling
Configuration of HVAC	8 HVACs	8 HVACs	6 HVACs
Fire Suppression Agent	FM-200 / Novec 1230™	FM-200 / Novec 1230™	FM-200 / Novec 1230™
Communication Interface	Ethernet / SFP	Ethernet / SFP	Ethernet / SFP
Communication Protocol	Modbus TCP / IEC104	Modbus TCP / IEC104	Modbus TCP / IEC104
Protection Degree	IP55	IP55	IP55
Certificates (more available upon request)			
Environment	RoHS6		
Safety & Electrical	IEC62477-1, IEC62040-1, IEC61000-6-2, EN55011, UL9540A, IEC62619, UN3536, etc.		