



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

MATHEUS JONATHAN DOS SANTOS TAVARES

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA COM
DIFERENTES NÍVEIS DE PENETRAÇÃO EM ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO
EM MÉDIA TENSÃO UTILIZANDO OPENDSS**

FORTALEZA

2018

MATHEUS JONATHAN DOS SANTOS TAVARES

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA COM
DIFERENTES NÍVEIS DE PENETRAÇÃO EM ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO
EM MÉDIA TENSÃO UTILIZANDO 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. Raimundo Furtado Sampaio

FORTALEZA

2018

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

T231a 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 / Matheus Jonathan dos Santos Tavares. – 2018.

102 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2018.

Orientação: Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio.

1. Modelagem. 2. OpenDSS. 3. Sistema de Distribuição de Energia. 4. Geração Distribuída Fotovoltaica. I. Título.

CDD 621.3

MATHEUS JONATHAN DOS SANTOS TAVARES

ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA COM
DIFERENTES NÍVEIS DE PENETRAÇÃO EM ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO
EM MÉDIA TENSÃO UTILIZANDO 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.

Aprovada em: ___/___/_____.

BANCA EXAMINADORA

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

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

Prof. Dr. Ruth Pastôra Saraiva Leão
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Especialista Camilo Martins Castelo Branco Camurça
Enel Distribuidora do Estado do Ceará

A Deus.

Aos meus pais, família e amigos.

AGRADECIMENTOS

A Deus.

Aos meus pais, Orlando e Vileda, pelo apoio e exemplo de dedicação e perseverança que permitiu-me chegar até aqui, sempre provendo base e estrutura para que eu pudesse alcançar meus objetivos.

Aos meus irmãos Tiago, Bruno e Samuel pelo suporte e momentos de alegria durante toda a vida.

Ao Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio pela excelente orientação neste trabalho e orientação profissional durante o curso, que agregou diversos valores positivos ao meu perfil como humano e profissional.

Aos meus amigos e companheiros de curso Clayton, Matheus Nogueira, Felipe Porto, Enzo, Yasmin, Fábio, Raimundo Vidal, Herivelton, Letícia, Edmundo e Edivam pelos muitos momentos de descontração e alegria, as experiências de aprendizado e apoio durante o curso e execução deste trabalho.

A todos os companheiros de trabalho da Enel Distribuição Ceará, que de alguma forma contribuíram com o meu desenvolvimento e execução deste trabalho. Em especial aos integrantes dos Departamentos de Planejamento de redes e Estudos de Proteção pelo aprendizado, vivência, apoio e amizade.

Aos membros participantes da banca examinadora Eng. Especialista Camilo Martins Castelo Branco Camurça, Prof. Me. Lucas Silveira Melo e Prof. Dr. Ruth Pastôra Saraiva Leão pelo tempo e conhecimento disponibilizado para avaliação, colaboração e sugestões neste trabalho.

“Quando algo é importante o suficiente, você realiza mesmo que as chances não estejam a seu favor. (Elon Musk)”

RESUMO

Esta dissertação realiza um estudo dos impactos e interação da geração distribuída fotovoltaica (PV) no sistema de distribuição de energia em média tensão, através da modelagem, usando o programa OpenDSS, do alimentador real 01I2 da subestação Água Fria, localizado em Fortaleza-CE e de posse da Enel Distribuição Ceará (EDC). A geração distribuída é um tipo de empreendimento crescente no sistema elétrico, sendo necessários estudos que permitam a melhor integração destas com o sistema de distribuição. A partir do conhecimento da sintaxe do programa, criou-se um script construtor de códigos dentro do Excel que, por meio de uma extração da base de dados e regras de concatenação de texto, permite o desenho da rede de média tensão dentro do OpenDSS, definindo o ponto de partida dos estudos de caso. O estudo é dividido em cinco cenários de simulação distintos com diferentes níveis de carga instalada e potência injetada a partir de gerações fotovoltaicas. O cenário 0, que define o estado normal da rede, sem injeção de potência; O cenário 1 possui potência instalada de geração PV de 20% da potência instalada de carga; O cenário 2, com potência instalada de geração de 50% da potência instalada de carga; O cenário 3, com potência instalada de geração igual a 100% da potência instalada de carga; O cenário 4, com potência instalada de geração igual a do cenário 3 e 50% da carga original conectada. As seguintes características qualitativas da energia foram avaliadas: o nível de tensão ao longo do circuito, o carregamento diário na saída da subestação, o fluxo de potência, fator de potência (FP) e as perdas técnicas do sistema. Também foram analisados os novos níveis de correntes de curto-circuito trifásico, bifásico e monofásico em cada barra do sistema para cada cenário simulado. Constatou-se que a injeção moderada de potência de geração distribuída, como nos cenários 1 e 2, pode proporcionar uma condição de menor stress no sistema, melhorando a qualidade da energia em todos os aspectos, enquanto aumenta levemente os níveis de curto-circuito. Porém, a injeção em níveis mais elevados ou durante períodos de carga leve, como nos cenários 3 e 4, causarão a degradação dos indicadores qualitativos da energia, com níveis de curto-circuito mais altos. Essa degradação ocorre devido a geração exceder os níveis de carga, o que pode causar fluxo de potência reverso, tensões elevadas e perda técnicas extras, afetando não somente os consumidores como também muitos equipamentos conectados à rede.

Palavras-chave: *Modelagem, OpenDSS, Sistema de Distribuição de Energia, Geração Distribuída Fotovoltaica.*

ABSTRACT

This thesis does a study of the impacts and interactions between photovoltaic distributed generation and the medium voltage energy distribution system, through modeling using the software OpenDSS of the Agua Fria's substation real feeder 01I2, located in Fortaleza-CE and owned by Enel Distribution Ceará. The distributed generation is an on-growth business, meaning that studies are needed in order to achieve the best integration with the system. Through knowledge of OpenDSS's syntax, a code builder script was made in Excel, using text concatenating structures on a data base extraction, which models the medium voltage system and sets the case studies starting point. The study is divided in 5 distinct simulation scenarios with different levels of connected load and power injection through photovoltaic generations. Scenario 0, which is the normal grid state, with no power injection; Scenario 1, which has 20% of the load's total power as PV generations; Scenario 2, with 50% of the load's total power as PV generations; Scenario 3, with 100% of the load's total power as PV generations; Scenario 4, which has the same PV generation total power as Scenario 3, but only half of the original load. The following energy quality characteristics were analyzed: voltage levels throughout the circuit, power flow, power factor (PF) and the system's technical losses. Also, were analyzed the new three, two and one phased short circuit levels for every bus, in order to compare the generator's contribution for all scenarios. The power injection on moderate levels, as seen in scenarios 1 and 2, can bring lower stress condition to the system, improving energy quality on all aspects while raising slightly the short-circuit levels. However, higher levels of power injection during normal or light load conditions like scenarios 3 and 4 will cause a degradation on energy quality indicator's, with higher short-circuit levels. That degradation occurs due to the generation exceeding load levels, which can cause reverse power flows, higher voltages and extra losses, affecting not only costumers but also many equipment connected to the grid.

Keywords: *Modeling. OpenDSS. Energy Distribution System. Photovoltaic distributed Generation*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Sistema de Transmissão – Horizonte 2017	18
Figura 2: Distribuição da geração de Energia no Brasil 2017	20
Figura 3: Módulos do Prodist	22
Figura 4: Radiação Solar	28
Figura 5: Mapa de Calor da média anual da radiação solar diária, em MJ/m ² .dia	29
Figura 6: Estruturas de Banda de Energia	30
Figura 7: Representação da excitação térmica dos elétrons em semicondutores	30
Figura 8: Representação da Célula Fotovoltaica	31
Figura 9: Circuito Equivalente da Célula Fotovoltaica	32
Figura 10: Curvas de Potência e Corrente em função da tensão em célula 156x156 mm de silício cristalino	33
Figura 11: Influência de Fatores na Curva I x V. À direita, radiação solar. À esquerda, temperatura da célula.....	33
Figura 12: Curva I x V para conexão de células em série	35
Figura 13: Curva I x V para conexão de células em paralelo	35
Figura 14: Classificação dos inversores quanto a comutação	36
Figura 15: Diagrama unifilar de sistema de distribuição com GD	38
Figura 16: Elevação de tensão ao longo do alimentador com GD	39
Figura 17: Atuação do regulador de tensão em fluxo normal.....	40
Figura 18: Atuação do regulador de tensão em fluxo reverso	41
Figura 19: Falta em sistema de distribuição com GD	41
Figura 20: Diagrama de impedância da Figura 19	42
Figura 21: Modelo de Barra.....	48
Figura 22: Modelo de elemento de transporte de energia	48
Figura 23: Modelo de Elemento de conversão	50
Figura 24: Linha de comando de interação direta com elementos elétricos.....	50
Figura 25: Linha de comando sem interação direta com elementos elétricos.	51
Figura 26: Script do Elemento Circuit.....	51
Figura 27: Representação de um Transformador Monofásico	52
Figura 28: Script do Elemento Transformer	52
Figura 29: Exemplo de Script do elemento Linecode	53

Figura 30: Exemplo de Script do Elemento Line	54
Figura 31: Script do Elemento Line para Chaves.....	55
Figura 32: Exemplo de Script do Elemento LoadShape	56
Figura 33: Exemplo de Script do Elemento Load	57
Figura 34: Definição das zonas em rede simples de distribuição.....	58
Figura 35: Script do Elemento Energy Meter.....	58
Figura 36: Exemplo de Sript do Elemento Monitor	59
Figura 37: Diagrama de bloco do PV System	60
Figura 38: Exemplo de Script do Elemento PV System.....	61
Figura 39: Processo iterativo de solução padrão do OpenDSS	63
Figura 40: Exemplo de Script do Comando Solve	63
Figura 41: Exemplo de Script do Comando BusCoords	64
Figura 42: Exemplo de Script do Comando Plot.....	65
Figura 43: Plot do Circuit Voltage	66
Figura 44: Diagrama unifilar simplificado da SED AGF	69
Figura 45: Visão Área do alimentador AGF-01I2	70
Figura 46: Curva de Geração Fotovoltaica do Sistema Interligado Nacional.....	73
Figura 47: Curva horária percentual de geração fotovoltaica.....	73
Figura 48: Extração de dados do Interplan.....	74
Figura 49: Assistente de importação, limitação de colunas por ponto e vírgula	75
Figura 50: Pontos de geração e cargas no OpenDSS.....	76
Figura 51: Curva de Carga da Subestação	78
Figura 52: Perfil de Tensão do cenário 0 às 12 horas.....	79
Figura 53: Medição Horária de Potência Ativa na saída do alimentador:	80
Figura 54: Curva horária de Fator de Potência.....	81
Figura 55: Carregamento Diário no Cenário 1	82
Figura 56: Perfil de Tensão para simulação do cenário 1, às 12 horas.....	83
Figura 57: Perfil de Tensão para simulação do cenário 2, às 12 horas.....	84
Figura 58: Carregamento Diário no Cenário 2	85
Figura 59: Perfil de Tensão do Cenário 3	86
Figura 60: Carregamento do Cenário 3	87
Figura 61: Perfil de tensão para simulação do Cenário 4, às 12 horas	88

Figura 62: Carregamento Diário do Cenário 4	89
---	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Faixa de classificação de tensões em regime permanente para Tensão nominal entre 1 kV e 69 kV.....	24
Tabela 2: Faixa de classificação de tensões em regime permanente para Tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127 V).....	24
Tabela 3: Limites de fator de potência para conexão de carga no sistema de transmissão	25
Tabela 4: Eficiência das Células Fotovoltaicas	34
Tabela 5: Estrutura de Coordenadas X,Y	64
Tabela 6: Resumo dos cenários de simulação do alimentador 01I2.....	77
Tabela 7: Potência de geração e carga dos cenários	77
Tabela 8: Níveis de Curto no Cenário 0	80
Tabela 9: Comparação das perdas entre os cenários 0 e 1	83
Tabela 10: Níveis de Curto-Circuito no Cenário 1	84
Tabela 11: Níveis de Curto mais elevados no Cenário 2	85
Tabela 12: Níveis de Curto Cenário 3	87
Tabela 13: Níveis de Curto Cenário 4	90
Tabela 14: Informações de placa do Transformador 02T1 Siemens da SED Água Fria	98
Tabela 15: Impedância por tap do Transformador 02T1 Siemens da SED Água Fria	98
Tabela 16: Impedância reduzida na barra 69 kV da SED Água Fria.....	98
Tabela 17: Parâmetros elétricos dos condutores de média tensão	99

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
EA	Energia Ativa
EDC	Enel Distribuição Ceará
ER	Energia Reativa
FP	Fator de potência
GD	Geração distribuída
LDC	Load Tap Changer
MT	Média Tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema
Pmpp	Potência máxima de pico
PRODIST	Procedimentos de distribuição
PROREDE	Procedimentos de Rede
PV	Geração fotovoltaica
REN	Resolução Normativa
SED	Subestação de distribuição
SEP	Sistema Elétrico de Potência
Pmpp	Potência máxima de pico
Isc	Corrente de curto-circuito
CCN	Condutor de cobre nu
CAA	Condutor de Alumínio com alma de aço
EPRI	Electric Power Research Institute
NT	Norma Técnica
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada

SED

Subestação de distribuição

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Motivação.....	16
1.2	Objetivos	16
1.2.1	<i>Objetivo geral</i>	16
1.2.2	<i>Objetivos específicos</i>	16
1.3	Estrutura do Trabalho.....	16
2	FUNDAMENTAÇÃO E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
2.1	Introdução	18
2.2	Sistema Elétrico Brasileiro	18
2.2.1	<i>Matriz Elétrica Brasileira</i>	19
2.3	Regulação.....	20
2.3.1	<i>Qualidade da Energia</i>	22
2.3.1.1	<i>Tensão em regime permanente</i>	23
2.3.1.2	<i>Fator de potência</i>	24
2.3.1.3	<i>Variação de Frequência</i>	26
2.3.2	<i>Geração Distribuída</i>	26
2.4	Geração Fotovoltaica	28
2.4.1	<i>Radiação Solar</i>	28
2.4.2	<i>O Efeito Fotovoltaico</i>	29
2.4.3	<i>A célula Fotovoltaica</i>	32
2.4.4	<i>Módulo Fotovoltaico</i>	34
2.4.5	<i>Inversores</i>	35
2.5	Impactos e ferramentas de simulação	38
2.5.1	<i>Fluxo de Potência</i>	38
2.5.2	<i>Regulação de tensão</i>	39
2.5.3	<i>Níveis de Corrente de Curto-Circuito</i>	41
2.5.4	<i>Perdas Técnicas</i>	43

2.5.5	<i>Ferramentas de Simulação</i>	43
2.6	Considerações Finais	45
3	FERRAMENTA DE ANÁLISE E PLANEJAMENTO DA REDE - OPEN DISTRIBUTION SYSTEM SIMULATOR	46
3.1	Introdução	46
3.2	Histórico	46
3.3	Classes de Elementos	47
3.3.1	<i>Barra</i>	47
3.3.2	<i>Terminal</i>	48
3.3.3	<i>Elementos de transporte de Energia</i>	48
3.3.4	<i>Elementos de Suporte</i>	49
3.3.5	<i>Elementos de Conversão</i>	49
3.4	Sintaxe	50
3.4.1	<i>Circuit</i>	51
3.4.2	<i>Transformer</i>	52
3.4.3	<i>Linecode</i>	53
3.4.4	<i>Line</i>	54
3.4.5	<i>LoadShape</i>	55
3.4.6	<i>Load</i>	56
3.4.7	<i>EnergyMeter</i>	57
3.4.8	<i>Monitor</i>	59
3.4.9	<i>PV System</i>	60
3.4.10	<i>Solve</i>	62
3.4.11	<i>Buscoords</i>	64
3.5	Plotagem e Resultados	65
3.5.1	<i>Plotagem</i>	65
3.5.2	<i>Resultados</i>	67
3.5.2.1	<i>Show</i>	67
3.5.2.2	<i>Export</i>	67
3.6	Considerações Finais	67

4 ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	68
4.1 Introdução	68
4.2 Sistema de distribuição de energia real	68
4.3 Premissas de simulação	70
4.3.1 Cargas	70
4.3.2 Chaves	72
4.3.3 Sistema Fotovoltaico	72
4.4 Script Construtor	74
4.5 Cenários de simulações do alimentador de distribuição	76
4.6 Simulação do alimentador para o Cenário 0	77
4.7 Resultados das simulações de injeção de potência no OpenDSS	80
4.7.1 Cenário 1- 20% da potência total em geração	82
4.7.2 Cenário 2- 50% da potência total em Geração	84
4.7.3 Cenário 3- 100% da potência total em Geração	86
4.7.4 Cenário 4- 100% da potência total em Geração durante carga leve	88
4.8 Considerações finais	90
5 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS	91
5.1 Conclusão	91
5.2 Trabalhos Futuros	92
REFERÊNCIAS	94
ANEXO A - DADOS ELÉTRICOS DA SUBESTAÇÃO ÁGUA FRIA	98
ANEXO B - PARÂMETROS ELÉTRICOS DOS CONDUTORES	99

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos de potência (SEP) atuais são baseados em cinco pilares: geração, transmissão, distribuição, utilização e comercialização de energia (LEÃO, 2009). Devido às condições tecnológicas nas quais o SEP desenvolveu-se, a filosofia seguia a ideia de grandes centrais geradoras distantes das cargas do sistema, muitas vezes porque as fontes de energia utilizadas necessitam de um grande espaço e de condições favoráveis ao seu desenvolvimento (ACKERMANN, 2000). Porém, esta realidade vem sendo alterada em função da desregulamentação do setor elétrico e da criação de políticas para expansão da matriz elétrica baseada em fontes renováveis. A modernização do sistema elétrico com surgimento de novas fontes de energia, como fotovoltaica, eólica e outras fontes renováveis permitem à aproximação da geração com a carga, que traz inúmeros benefícios ao sistema. A popularização de tais tecnologias irá alterar completamente o comportamento da rede elétrica

A Geração Distribuída (GD) caracteriza-se por produzir energia junto ou próximo ao consumidor, independente da tecnologia, utilizando recursos renováveis ou não-renováveis, proporcionando novas soluções na matriz energética (EICKHOFF, 2018). Segundo Singh e Østergaard (2009), estas são algumas tecnologias populares de geração distribuída:

- Motores a Diesel alternativo (BioDiesel) e gás natural
- Micro-turbinas;
- Turbinas de combustão a gás;
- Sistemas Fotovoltáicos;
- Turbinas Eólicas;

As fontes fotovoltaica e eólica vêm popularizando-se no mercado brasileiro, pois além de serem fontes renováveis, estas podem ser instaladas dentro dos centros de carga, devido às características construtivas destes geradores. Abrangendo não somente os grandes consumidores tais como indústrias e fábricas, como também a massa de consumidores de baixa tensão, a GD deve enfrentar nos próximos anos um grande crescimento em utilização. Essa filosofia de geração tem várias aplicações, entre as quais estão levar energia a áreas de difícil

acesso, alimentação de canteiros de obras, projetos de eficiência energética e sustentabilidade (CHOWDHURY *et al*, 2009).

Essa nova configuração faz com que consumidores passivos, ou seja, que apenas recebiam energia pelas distribuidoras, possam se tornar elementos ativos da rede, gerando energia para seu uso e venda de excedentes. O alinhamento do balanço entre geração e carga que pode ser obtido com a potência injetada pela GD, assim como tecnologias de armazenamento de energia, pode beneficiar tanto o consumidor como a distribuidora. Do ponto de vista do consumidor, têm-se economia com o custo da energia no longo prazo por gerar sua própria energia. Para a distribuidora, tal alinhamento traz a melhoria da qualidade de fornecimento, diminuição das perdas elétricas, possível alívio do sistema de distribuição (CHOWDHURY *et al*, 2009).

A presença do agente regulador limita o campo de operação do distribuidor de energia, visando beneficiar economicamente o consumidor, o que indubitavelmente incentiva e acelera o crescimento deste mercado. Quando estes fatores são combinados com o crescente preço da energia elétrica, acarretado por reajustes e mudanças de bandeira tarifária, o interesse e busca por fontes alternativas aumenta significativamente. Assim, é de suma importância que se tenha total conhecimento da abrangência e profundidade dos impactos das GDs nos sistemas de distribuição, para que se possa trabalhar em medidas mitigatórias e soluções inovadoras que permitam entrega da energia com a qualidade e disponibilidade esperada.

A conexão de sistemas de GD representam um desafio eminente às distribuidoras de energia e uma verdadeira revolução no mercado energético, impactando nos seguintes aspectos (JENKINS; EKANAYAKE; STRBAC, 2010):

- Receita Econômica da distribuidora;
- Qualidade do fornecimento dos clientes;
- Proteção dos sistemas;
- Aumento nos níveis de corrente de curto-circuito

Portanto, é necessário estudar os impactos que a injeção de potência causada por essas gerações proporcionará no SEP como um todo, avaliando desde a qualidade do produto entregue (tensão, frequência) assim como o estado da rede elétrica (carregamento, perdas técnicas e correntes de curto-circuito).

1.1 Motivação

A GD representa uma tendência crescente no setor elétrico, no qual a distribuidora e seu sistema devem estar preparados para adequar-se e manter os níveis de qualidade, de acordo com os padrões regulatórios estabelecidos, prevendo a dinâmica das mudanças no mercado e atuando no planejamento da rede. Entende-se por qualidade de energia a qualidade do produto e a qualidade de serviço. A qualidade do serviço refere-se à continuidade da entrega de energia e o atendimento aos clientes (ANEEL, 2018). A qualidade do produto relaciona as características da energia em si, indicando se os padrões regulatórios estão sendo ou não atingidos (ANEEL, 2018).

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho é analisar os impactos da inserção da geração distribuída fotovoltaica com diferentes níveis de penetração, em um alimentador de distribuição em média tensão, utilizando o software Open Distribution System Simulator (OpenDSS).

1.2.2 Objetivos específicos

Entre os objetivos específicos deste trabalho estão:

- Elaborar um script que permita a modelagem da rede no OpenDSS a partir de uma extração da base de dados.
- Estudar o comportamento do alimentador de média tensão, 0112, suprido pela subestação Água Fria, pertencente a Enel Distribuição Ceará (EDC), considerando um cenário base e quatro de cenários de geração fotovoltaica;
- Avaliar a qualidade do produto energia fornecido aos consumidores conectados ao longo do alimentador;
- Avaliar os níveis de curto-circuito no sistema;
- Avaliar as perdas técnicas do sistema;

1.3 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está estruturado com os seguintes capítulos.

O Capítulo 1 apresenta uma ideia geral do tema abordado, a motivação, os objetivos traçados e a estrutura no qual o trabalho foi organizado.

O Capítulo 2 traz uma revisão bibliográfica de conceitos envolvendo o setor elétrico brasileiro e a geração distribuída fotovoltaica. Deu-se atenção aos aspectos regulatórios que estarão relacionados na avaliação proposta, assim como um embasamento teórico a respeito das características elétricas e construtivas que acercam a geração fotovoltaica. Por fim, apresentou-se algumas ferramentas computacionais utilizadas para este tipo de análise.

No Capítulo 3, é apresentada a sintaxe e linguagem utilizada no software OpenDSS, ferramenta escolhida para simulação da rede. Após uma introdução sobre a ferramenta, são apresentadas a estrutura e sintaxe das linhas de código que definem os equipamentos utilizados nesta simulação, assim como as opções de simulação e plotagem.

No Capítulo 4, é feito um estudo sobre a injeção de potência por geração fotovoltaica no alimentador real 01I2, da subestação Água Fria, por meio do OpenDSS. No software, serão analisados os impactos da qualidade de energia e níveis de curto considerando 4 cenários com diferentes condições de carga e geração.

No Capítulo 5, são apresentadas as conclusões deste trabalho, bem como uma análise crítica dos resultados obtidos e trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

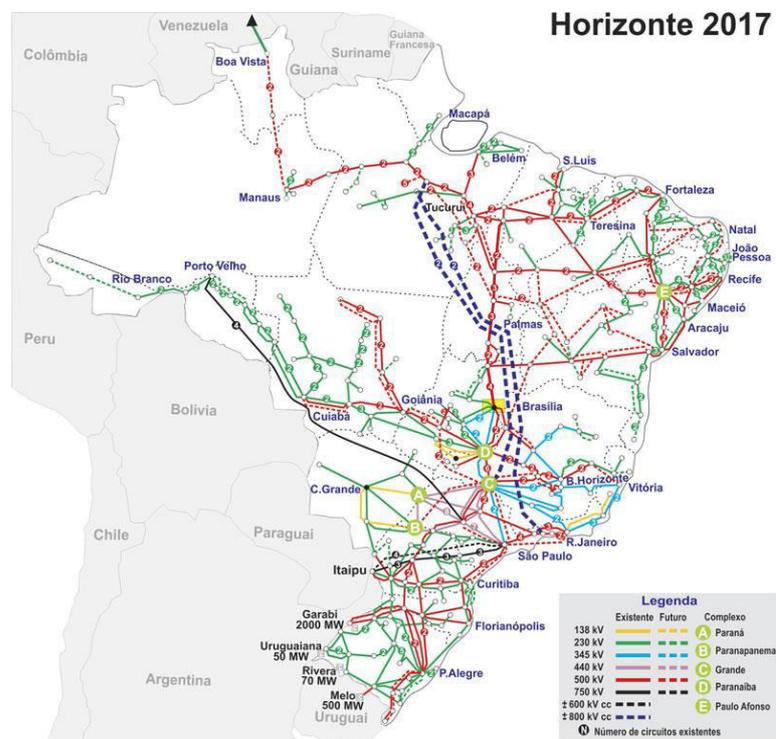
2.1 Introdução

Neste capítulo serão abordados os conceitos e aspectos normativos referentes ao sistema elétrico brasileiro que se relacionam com as gerações distribuídas, além das definições e conceitos que caracterizam a geração fotovoltaica e sua interação com a rede de distribuição, construtiva e eletricamente. Serão também mostradas algumas ferramentas comuns de simulação destes sistemas.

2.2 Sistema Elétrico Brasileiro

O Brasil é um país de proporções continentais. Portanto, o sistema elétrico não deve ser diferente. Para atender à demanda de eletricidade de todas as regiões, o Brasil possui o chamado Sistema Interligado Nacional (SIN), decomposto em 4 subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. A Figura 1 mostra o mapa com as linhas de transmissão que o compõem.

Figura 1: Sistema de Transmissão – Horizonte 2017



Fonte: ONS (2018)

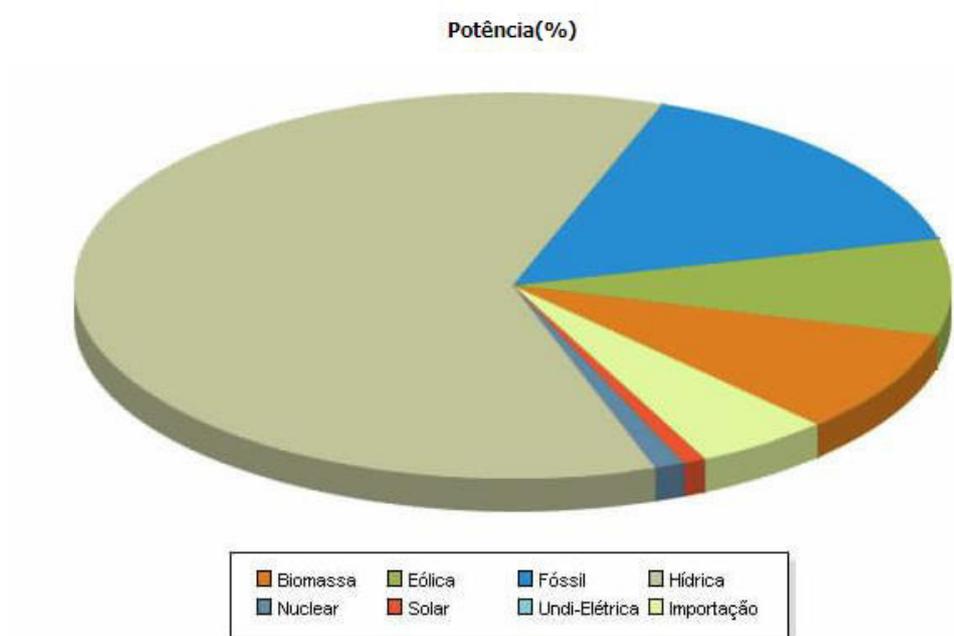
Atualmente, a entidade responsável pela operação do SIN é o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Pela necessidade de alinhamento entre geração e carga, o ONS opera e coordena os sistemas de geração e transmissão. Para isto, diversos estudos são efetuados com o objetivo de garantir a disponibilidade, confiabilidade e segurança do sistema, proporcionando o desenvolvimento do SIN e ampliação da matriz elétrica brasileira. As regras e diretrizes a serem seguidas para operação do sistema de transmissão estão consolidadas em um documento chamado Procedimentos de Rede (PROREDE), elaborado pela ONS e aprovado pela Agência nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a qual será abordada no tópico 2.3. Segundo o ONS,2017:

Os Procedimentos de Rede estabelecem os requisitos técnicos necessários para garantir o livre acesso às instalações de transmissão, a realização das atividades de planejamento e programação da operação eletroenergética, administração de serviços de transmissão de energia elétrica, proposição de ampliações e reforços para a Rede Básica e para as DITs, bem como as atividades de supervisão, coordenação e controle da operação do SIN.

2.2.1 Matriz Elétrica Brasileira

De acordo com dados do Banco de Informações de Gerações (BIG), da ANEEL, o Brasil possui atualmente uma potência instalada de geração total de 160.672.617 kW, divididos por fonte de geração conforme a Figura 2.

Figura 2: Distribuição da geração de Energia no Brasil 2017



Fonte: ANEEL (2018a)

Como pode ser visto, mais de 60% da energia gerada no país vêm das gerações hídricas, uma fonte de energia que é limpa por não depender da queima de combustíveis fósseis, mas ainda assim gera impactos ambientais como o alagamentos e interrupção do curso de rios. As fontes de energia Eólica, Solar e Biomassa estão passando por uma fase de crescimento, representando cerca de 10% da matriz atual do país. Esta mudança é proporcionada por políticas de energia limpa, avanço da tecnologia com diminuição dos custos de produção, popularização de linhas de crédito para geração distribuída e o crescimento vegetativo da matriz. Além disso, a ampliação destas fontes é mais fácil do que a construção de novas usinas hidrelétricas, que requerem um nível diferente de avaliação, procedimento e implantação. Também vale ressaltar que, apesar da abundância de água, a escassez hídrica está presente em algumas regiões no Brasil, e para tais regiões, a geração por meio das fontes eólica, solar ou biomassa são uma solução ideal para continuar suprimento a demanda de energia e diversificar a matriz energética brasileira.

2.3 Regulação

O ambiente de comércio de energia onde as distribuidoras atuam no Brasil é estruturado dentro de um mercado regulado. Criada em 1997, Agência Nacional de Energia

Elétrica (ANEEL) é definida como uma autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), criada para regular o setor elétrico brasileiro, por meio da Lei nº 9.427/1996 e do 1997. (ANEEL,2018). Dentre suas atribuições, estão:

Regular a geração (produção), transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;

Fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica;

Implementar as políticas e diretrizes do governo federal relativas à exploração da energia elétrica e ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos;

Estabelecer tarifas;

Dirimir as divergências, na esfera administrativa, entre os agentes e entre esses agentes e os consumidores, e

Promover as atividades de outorgas de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica, por delegação do Governo Federal

Portanto, cabe a todo negócio envolvido na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica atender às regras e procedimentos estabelecidos por ela, tendo como objetivo garantir os direitos de todos e a uniformidade do sistema.

Dentre as muitas documentações, os procedimentos de distribuição (PRODIST) são documentos divididos em 11 módulos que visam definir todos os critérios e processos relativos ao sistema de distribuição, como pode ser visto na Figura 3.

Figura 3: Módulos do Prodist

Módulos PRODIST
Módulo 1 - Introdução
Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição
Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição
Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição
Módulo 5 - Sistemas de Medição
Módulo 6 - Informações Requeridas e Obrigações
Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição
Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica
Módulo 9 - Ressarcimento de Danos Elétricos
Módulo 10 - Sistema de Informação Geográfica Regulatório
Módulo 11 - Fatura de Energia Elétrica e Informações Suplementares

Fonte: ANEEL (2018)

Pelo foco e tema proposto neste trabalho, são de interesse os módulos 8 e 3, Qualidade de Energia Elétrica e Acesso ao sistema de distribuição, respectivamente.

O surgimento e popularização das GDs fez surgir a necessidade de novas regras que melhor englobassem tais empreendimentos. Estas novas regras são redigidas e incorporadas aos módulos do PRODIST através de resoluções normativas (REN). Em 2012, entrou em vigor a REN N° 482/2012, que estabelece condições gerais de acesso, faturamento e classificação referentes exclusivamente à empreendimentos de micro e minigeração distribuída. Esta resolução foi revista e alterada em 2015 pela REN N° 687/2015. Nessa revisão muitos itens foram redefinidos. Em 2017, a REN N° 482/2012 foi alterada pela REN N° 786/2017, redefinindo poucos pontos.

2.3.1 Qualidade da Energia

O Módulo 8 do PRODIST estabelece os indicadores, parâmetros e metodologia que devem ser analisados para determinar a qualidade do produto analisado, do serviço prestado e do tratamento de reclamações. Conforme a cartilha de Acesso ao sistema de distribuição (2008, p. 16), a não conformidade com os critérios e indicadores de qualidade do produto podem levar a penalizações:

Havendo transgressão dos limites estabelecidos para a tensão em regime permanente, a distribuidora deve regularizar as não-conformidades dentro dos prazos estabelecidos pela ANEEL. Caso não ocorra a regularização, a distribuidora deve compensar financeiramente aos acessantes prejudicados conforme estabelecido no PRODIST.

Para os demais fenômenos de qualidade do produto, o PRODIST apresenta disposições que possuem caráter indicativo: não ocorre a fixação de valores limites e não existe determinação de penalidades. Em momento posterior à aprovação do PRODIST, pretende-se, por meio de regulamentos específicos, estabelecer os procedimentos, as responsabilidades e os prazos para desenvolvimento das campanhas de medições para cada um dos indicadores de qualidade definidos, considerando, por exemplo, definição de metas e prazos a serem observados pelas distribuidoras e implementação de programa de acompanhamento e controle desses novos indicadores de qualidade.

A qualidade do produto, conforme ANEEL, deve ser avaliada em regime permanente e transitório, nos parâmetros abaixo:

- Tensão em Regime permanente;
- Fator de Potência;
- Harmônicos;
- Desequilíbrio de Tensão;
- Flutuação de Tensão;
- Variação de Frequência;
- Variação de Tensão de Curta Duração.

Para o estudo aqui desenvolvido, deu-se destaque a Tensão em Regime Permanente e Fator de Potência.

2.3.1.1 Tensão em regime permanente

Descrito no item 2 do Módulo 8 do PRODIST, estabelece os níveis de tensão adequados para o fornecimento de energia em regime permanente. São definidas no anexo 1 de Módulo 8 faixas de tensão de leitura em regime permanente. Para cada valor de tensão nominal,

são estabelecidos 3 intervalos de tensão de atendimento: Adequado, Precário e Crítico. Essas faixas devem servir como referência na avaliação da qualidade da tensão no sistema feita pelas distribuidoras e órgãos reguladores. As Tabelas 1 e 2 a seguir mostram valores referentes aos níveis de tensão nominal englobados na distribuição de energia.

Tabela 1: Faixa de classificação de tensões em regime permanente para Tensão nominal entre 1 kV e 69 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: ANEEL (2018c)

Tabela 2: Faixa de classificação de tensões em regime permanente para Tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127 V)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231) / (117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202$ ou $231 < TL \leq 233) /$ $(110 \leq TL < 117$ ou $133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191$ ou $TL > 233) / (TL < 110$ ou $TL > 135)$

Fonte: ANEEL (2018c)

2.3.1.2 Fator de potência

O fator de potência (FP) é a relação entre a potência ativa e a potência aparente do sistema. Como estabelecido no Módulo 8 do Prodlist: “O valor do fator de potência deve ser calculado a partir dos valores registrados das potências ativa e reativa (P, Q) ou das respectivas energias (EA, ER)”. Segundo a ANEEL (2018c), o cálculo deve ser feito utilizando as equações (1) e (2).

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (1)$$

$$fp = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \quad (2)$$

As cargas do sistema de distribuição devem obedecer aos limites estabelecidos de fator de potência, e efetuar o controle do mesmo, através de medições. Os valores de referência são descritos conforme o item 3.1.2 do Módulo 8 do PRODIST:

3.2 Valores de referência 3.2.1 Para unidade consumidora ou conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 (noventa e dois centésimos) e 1,00 (um) indutivo ou 1,00 (um) e 0,92 (noventa e dois centésimos) capacitivo, de acordo com regulamentação vigente.

O não cumprimento destes limites pode gerar encargos extras para os clientes por excedentes reativos requisitados do sistema. A distribuidora, por sua vez, deve respeitar a limites de fator de potência nas suas fronteiras com a transmissora de energia, de acordo com os valores estabelecidos pela ONS no PROREDE. A Tabela 3 mostra as faixas de FP por nível de tensão:

Tabela 3: Limites de fator de potência para conexão de carga no sistema de transmissão

Tensão nominal do ponto de conexão	Faixa de fator de potência
$V_n \geq 345 \text{ kV}$	0,98 indutivo a 1,0
$69 \text{ kV} \leq V_n < 345 \text{ kV}$	0,95 indutivo a 1,0
$V_n < 69 \text{ kV}$	0,92 indutivo a 1,0 0,92 capacitivo a 1,0

Fonte: ONS (2017)

Portanto, ao planejar e simular o sistema de distribuição, considerar todas as cargas como indutivas de FP=0,92 indutiva representa o pior caso teórico do ponto de vista da distribuidora, situação em que supre o máximo de reativos e conseqüentemente requisita mais da transmissora, supondo que todos os seus clientes respeitam os limites impostos.

2.3.1.3 Variação de Frequência

A ANEEL estabelece que no item 7.1 do módulo 8 do PRODIST que o sistema de distribuição e agentes de geração conectados à rede, englobando GDs e gerações centralizadas, operem dentro da faixa de frequência de 59,9 Hz e 60 Hz. Existe um intervalo de 30 segundos aqui estabelecido para reestabelecimento da frequência para valores entre 59,5 Hz e 60,5 Hz por parte das instalações de geração. Após isso, cortes de carga e geração devem ser efetuados, conforme cita o Módulo 8 do PRODIST:

7.3 Havendo necessidade de corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração, durante os distúrbios no sistema de distribuição, a frequência:

a) não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas;

b) pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 (trinta) segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos;

c) pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 05 (cinco) segundos.

2.3.2 Geração Distribuída

Como mencionado anteriormente, a REN 412/2012, juntamente com a REN 687/2015 e a REN 786/2017, englobam as definições e regulamentações referentes à GD. As GDs são classificadas pela sua potência instalada em dois grupos: Micro e minigeração distribuída. Enquadra-se como uma microgeração distribuída uma central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW, que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (REN Nº 687, 2015). Estes tipos de empreendimentos são os comuns em aplicações de baixa tensão, onde encontram-se clientes de baixo consumo, como residências, pequenos negócios e afins.

Já a minigeração distribuída é uma central geradora de energia elétrica com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW, que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (REN Nº 786, 2017).

Aqui, têm-se os empreendimentos instalados em tensão primária de distribuição, voltados muitas vezes a compensação de grandes clientes ou múltiplas unidades consumidoras.

O faturamento das gerações distribuídas é um ponto de extrema importância. Atualmente, as GDs funcionam dentro do sistema de compensação de energia, em que a distribuidora fornece créditos de energia ativa ao cliente referentes à potência injetada. Estes créditos podem ser utilizados para que o mesmo compense o consumo de diferentes unidades consumidoras, de acordo com o método de compensação de energia adotado. Segundo a REN N° 687 (2015), os créditos de energia são dados em energia ativa, não sofrendo efeitos de reajustes tarifários e com validade total de 60 meses. Os seguintes consumidores estão elegíveis a aderir ao sistema de compensação de energia (REN N° 687, 2015):

- Clientes com microgeração ou minigeração distribuída;
- Integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras;
- Geração compartilhada;
- Autoconsumo remoto.

De acordo com a REN N° 687 (2015, p.2):

VII - geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.

VIII - autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.

Do ponto de vista do sistema de distribuição, é importante atentar-se ao fato de que a compensação de energia pode ser feita tanto localmente, onde a GD é instalada junto da unidade consumidora compensada, como em uma unidade consumidora diferente. Esta característica muitas vezes pode gerar problemas no sistema de distribuição, pois uma vez que a carga e geração estarão conectados em sistemas diferentes, nem sempre a rede na qual o

acessante de geração quer conectar-se tem capacidade e demanda para suportar a potência injetada. Neste caso, a concessionária atendendo ao PRODIST deve recomendar o ponto de conexão de acordo com a análise técnica e de menor custo global. Além disso, as perdas são muitas vezes mais elevadas do que seriam caso a carga compensada e geração estivessem próximos.

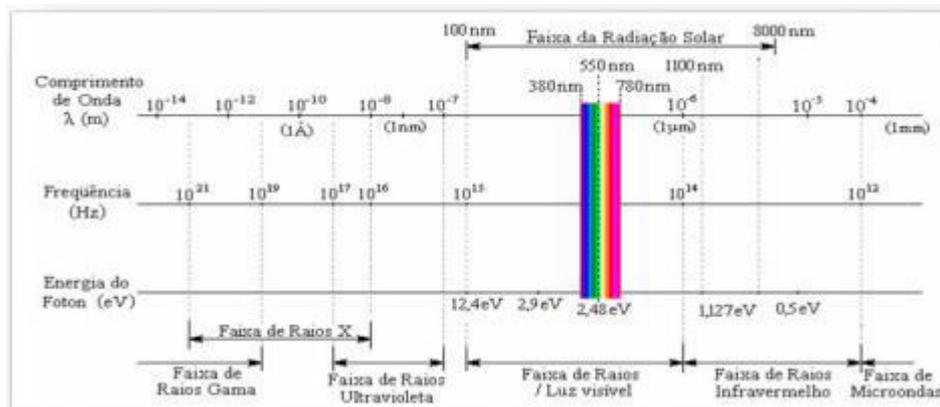
2.4 Geração Fotovoltaica

É previsto que a partir do ano de 2060, a energia solar irá prover um terço de toda a demanda mundial (AFIFI; DARWISH; TAYLOR, 2014). A geração fotovoltaica representa a tecnologia de potência renovável com crescimento mais rápido no passar da última década esta é uma tecnologia que pode proporcionar um maior aproveitamento da energia solar que chega à superfície terrestre, que utiliza o efeito fotovoltaico para converter a radiação solar em energia elétrica (AFIFI; DARWISH; TAYLOR, 2014).

2.4.1 Radiação Solar

A energia solar é produzida pelas reações nucleares que acontecem no interior do sol a grandes profundidades (SOUZA,2012). Dentre as reações que ocorrem, uma delas envolve a combinação de átomos de hidrogênio, resultando em átomos de hélio e liberando energia no interior do sol. Ao propagar-se e atingir a superfície solar, essa energia é irradiada a partir de fótons a uma velocidade de 300000 km/s em todas as direções. Na Figura 4, pode-se ver o espectro eletromagnético da radiação solar.

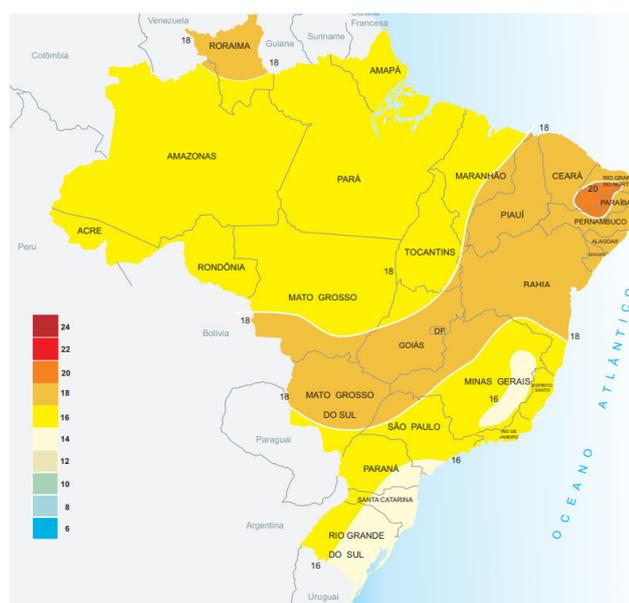
Figura 4: Radiação Solar



Fonte: Souza (2012)

O Brasil é um país que, por estar localizado próximo a linha do equador, possui uma taxa de radiação solar bastante elevada em determinadas regiões, tendo, portanto, um alto potencial de utilização da energia solar pela geração fotovoltaica e por processos térmicos. A Figura 5 mostra uma média anual da radiação solar diária em um mapa de calor, expressa em $\text{MJ}/\text{m}^2\cdot\text{dia}$. Destaca-se a região nordeste, que possui grande concentração deste potencial solar, com boa parte da região inserida na faixa de $18 \text{ MJ}/\text{m}^2$

Figura 5: Mapa de Calor da média anual da radiação solar diária, em $\text{MJ}/\text{m}^2\cdot\text{dia}$

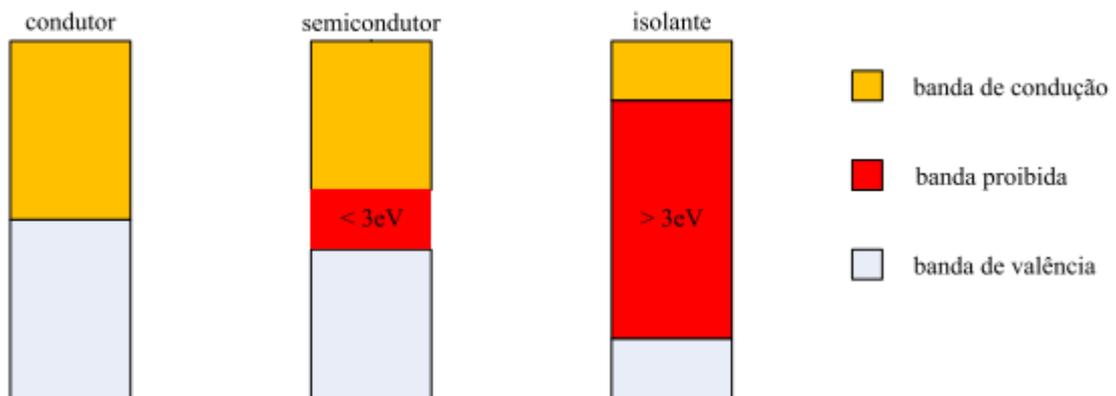


Fonte: Tiba (2000)

2.4.2 O Efeito Fotovoltaico

Descoberto por Edmond Bequerel, no ano de 1839, o efeito fotovoltaico ocorre em certos materiais semicondutores com capacidade de absorver a energia contida nos fótons presentes na radiação luminosa incidente, transformando-a em eletricidade (ZILLE, 2012). Um elemento semicondutor pode ser definido como um elemento que possui uma banda de valência totalmente preenchida por elétrons e uma banda de condução vazia quando na temperatura do zero absoluto (PINHO; GALDINO, 2014). A separação entre estas duas bandas cria uma região intermediária, chamada de banda proibida e representada por E_g . A Figura 6 mostra como a banda proibida varia entre materiais condutores, semicondutores e isolantes.

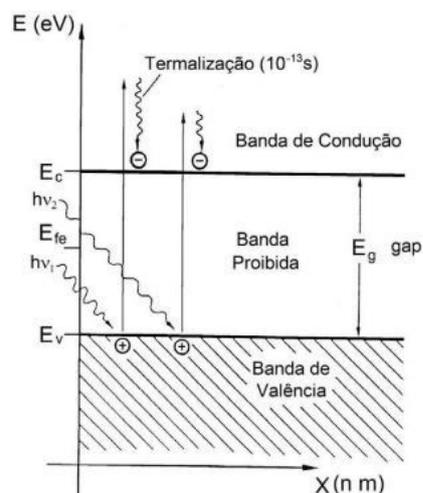
Figura 6: Estruturas de Banda de Energia



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

Uma característica importante dos semicondutores é que esta banda proibida é variável com a temperatura, em decorrência da excitação térmica dos elétrons. Ao serem excitados, os elétrons se movem da banda de valência para a de condução, deixando para trás lacunas, espaços vazios que possuem as características de um elemento portador de carga positiva ((PINHO; GALDINO, 2014). A Figura 7 mostra o comportamento dos elétrons quando expostos a energia externa dos fótons, representadas por $h\nu_1$ e $h\nu_2$. As variáveis E_c , E_g , E_v e E_{fe} representam, respectivamente a energia da banda de condução, de gap, da banda de valência e o nível de fermi, que corresponde ao nível médio de energia dos portadores.

Figura 7: Representação da excitação térmica dos elétrons em semicondutores



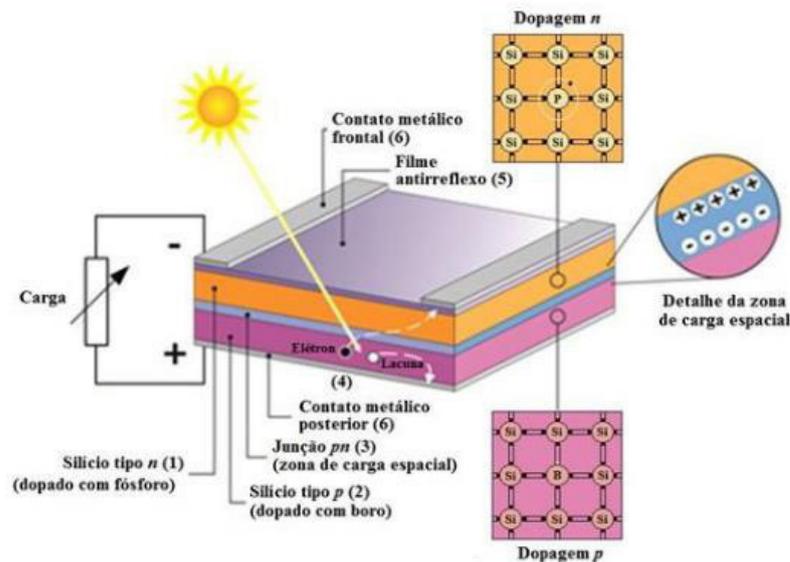
Fonte: Pinho e Galdino (2014)

A célula fotovoltaica é o componente que realiza a conversão de energia solar em elétrica, através do efeito fotovoltaico. Os elementos semicondutores mais utilizados na conversão fotovoltaica são o silício (Si) monocristalino, policristalino e amorfo e o arseneto de gálio (GaAs) (ZILLES *et al.*, 2012).

Segundo Pinho e Galdino (2014), para aproveitar completamente a corrente e tensão elétrica, é necessário a aplicação de um campo elétrico que permita a separação dos portadores de carga, conseguido através da chamada junção pn. Esta junção consiste na associação de materiais doadores de elétrons (tipo n) e materiais receptores de elétrons (tipo p) a um semiconductor puro. A partir da dopagem do material semiconductor, são criadas regiões de tipo p e n dentro do material, com características positivas e negativas, respectivamente. Uma vez atingido o equilíbrio, forma-se uma zona com portadores positivos e negativos, denominada zona de carga espacial ou depleção, gerando um campo elétrico na junção pn e uma barreira potencial (PINHO; GALDINO, 2014).

Assim, quando é fornecida uma radiação solar que supera a energia de gap E_g para um material semiconductor dotado de uma junção pn, têm-se a geração de pares de elétron-lacuna que serão separados pelo campo elétrico, gerando uma corrente elétrica e originando o efeito fotovoltaico (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 8: Representação da Célula Fotovoltaica

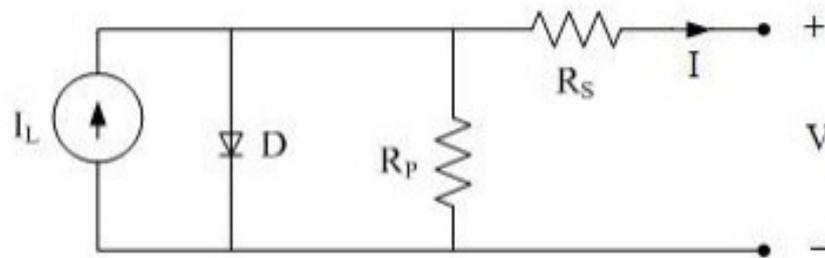


Fonte: Pinho e Galdino (2014)

2.4.3 A célula Fotovoltaica

A corrente elétrica em uma célula fotovoltaica pode ser considerada como a soma da corrente de uma junção pn no escuro (diodo semiconductor) com a corrente gerada pelos fótons absorvidos da radiação. A célula pode ser representada de acordo conforme a Figura 9.

Figura 9: Circuito Equivalente da Célula Fotovoltaica



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

A corrente I pode ser calculada pela equação do diodo Ideal conforme a equação seguinte equação (PINHO; GALDINO, 2014):

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] \quad (3)$$

Em que:

I_L – corrente fotogerada (A);

I_0 – corrente de saturação reversa do diodo (A);

n – Fator de idealidade do diodo, geralmente entre 1 e 2;

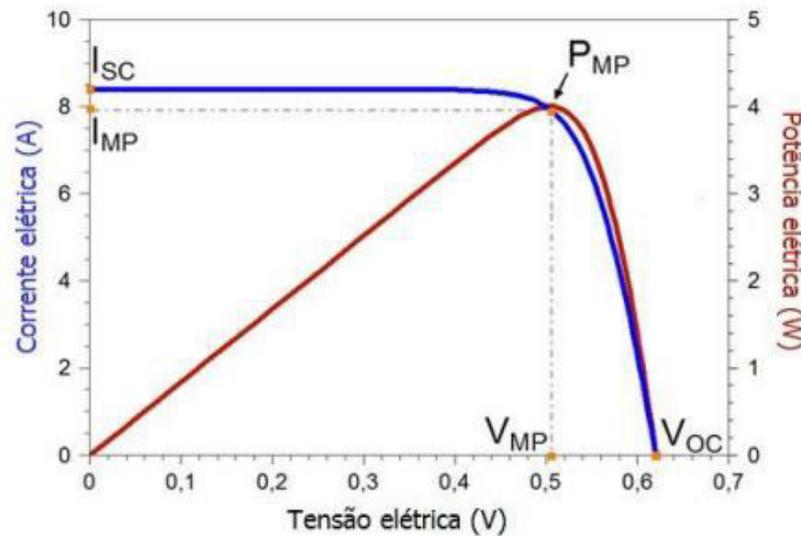
q – Carga do Elétron, em C

k – Constante de Boltzman

T - Temperatura Absoluta, em K.

A partir dos pontos de tensão e corrente da célula, pode-se encontrar a potência das mesmas utilizando o produto $I \times V$. A Figura 10 a seguir mostra um exemplo de curvas de Corrente x Tensão e Potência para uma determinada célula.

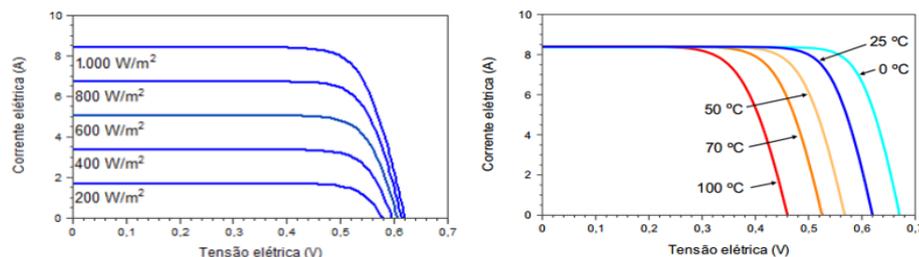
Figura 10: Curvas de Potência e Corrente em função da tensão em célula 156x156 mm de silício cristalino



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

O valor I_{sc} é a corrente de curto-circuito, V_{oc} é a tensão de circuito aberto, P_{mp} é a potência máxima e I_{mp} e V_{mp} são, respectivamente, corrente e tensão no ponto de máxima potência. Esta curva pode ainda ser afetada pela irradiância solar e temperatura da célula, pois estes afetam os valores de I_{sc} e V_{oc} , como ilustrado na Figura 11.

Figura 11: Influência de Fatores na Curva $I \times V$. À direita, radiação solar. À esquerda, temperatura da célula.



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

Existem diferentes tipos de células que variam quanto ao material semicondutor utilizado e a disposição deste no dispositivo. Cada célula apresentará curvas diferentes. A Tabela 4 a seguir compara a eficiência de cada uma das tecnologias citadas acima.

Tabela 4: Eficiência das Células Fotovoltaicas

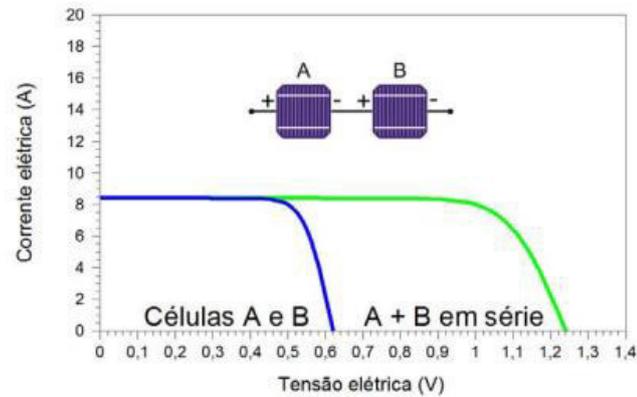
Material da Célula Fotovoltaica	Eficiência da Célula em Laboratório	Eficiência da Célula Comercial	Eficiência dos módulos comerciais
Silício monocristalino	24,7%	18%	14%
Silício policristalino	19,8%	15%	13%
Silício cristalino -filme fino	19,2%	9,5%	7,9%
Silício amorfo	13%	10,5%	7,5%
Silício micromorfo	12%	10,7%	9,1%
Célula solar híbrida	20,1%	17,3%	15,2%
CIS, CIGS	18,8%	14%	10%
Telureto de cádmio	16,4%	10%	9%

Fonte: Adaptado de Villalva, Gazoli e Guerra (2013)

2.4.4 Módulo Fotovoltaico

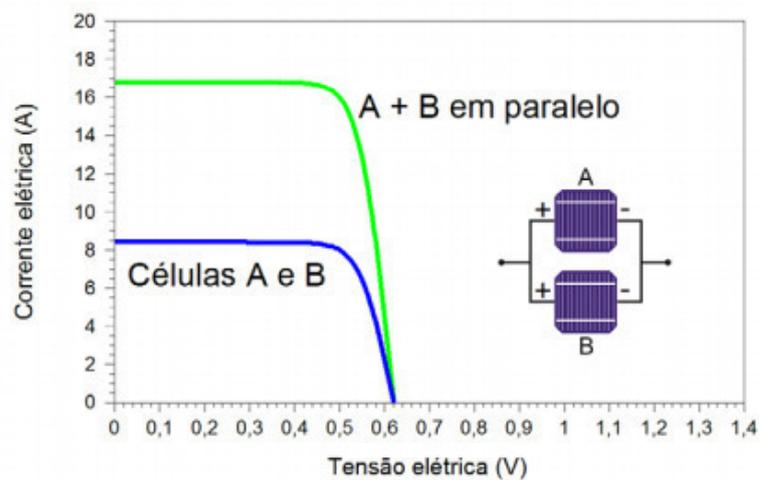
As células fotovoltaicas costumam ter valores de potência baixos. Portanto, para alcançar valores comerciais, as células devem ser conectadas entre si, soldadas umas às outras. Esta composição de células é o chamado módulo fotovoltaico, componente unitário do gerador (PINHO; GALDINO, 2014). A conexão das células, apesar de ser geralmente feita em série, pode também ser feita em paralelo. Cada tipo de conexão terá um efeito diferente na Curva I x V, como mostram as Figura 12 e 13.

Figura 12: Curva I x V para conexão de células em série



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

Figura 13: Curva I x V para conexão de células em paralelo



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

Isto deve ser levado em conta durante a fase de projeto do parque, para aquisição e montagem correta dos módulos, proporcionando o resultado esperado.

2.4.5 Inversores

O inversor é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada (CA) a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (CC) (PINHO; GALDINO, 2014). É um equipamento presente nos sistemas fotovoltaicos pois aqui a energia gerada pelos módulos é CC, devendo ser convertida para CA e apenas depois injetada na rede

elétrica. A partir de elementos semicondutores, são montados circuitos que visam obter a inversão da tensão de entrada. A partir de um sistema de chaveamento, o inversor consegue gerar vales e cristas que representam o perfil CA. A comutação do chaveamento define dois grandes grupos de inversores: os comutados pela rede e os autocomutados, conforme a Figura 14. Os autocomutados podem ainda ser separados em 3 grupos de acordo com o tipo de inversor e controle aplicado.

Figura 14: Classificação dos inversores quanto a comutação



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

Desta forma, é necessário a escolha do inversor de acordo com a finalidade do projeto, de maneira a evitar a subutilização dos módulos fotovoltaicos. De acordo com Pinho e Galdino (2014), estas são características indicativas da qualidade do inversor:

- Forma de onda: Varia de acordo com a estratégia de chaveamento e tipo de inversor. É um indicativo da qualidade e custo;
- Potência em Standby: Potência que o dispositivo requer em modo standby. Impacta diretamente no saldo de energia gerada pelo sistema;
- Limitações térmicas – Temperaturas muito elevadas prejudicam o funcionamento das células pelo deslocamento da curva IxV;

- Eficiência de conversão: Fator que expressa o rendimento da conversão C.C para C.A realizada. Depende da potência demandada e do fator de potência de operação;
- Tolerância a surtos de Corrente: Importante para evitar que o equipamento sofra danos devido a energização de máquinas elétricas como transformadores e motores, que provocam correntes muito elevadas em um pequeno intervalo de tempo.

Além disso, devem também ser observadas as seguintes características na escolha do inversor (PINHO; GALDINO, 2014):

- Potência nominal de saída: Capacidade nominal de fornecimento de energia à carga, em regime contínuo;
- Taxa de utilização: Número total de horas que o Inversor suporta operando com a potência nominal;
- Tensão de Entrada: Tensão de operação C.C do inversor. É importante que a tensão de geração do módulo fotovoltaico esteja contemplada dentro da tensão de entrada do Inversor;
- Tensão de Saída: Tensão de operação C.A do inversor. O valor dependerá da conexão com a concessionária de energia;
- Regulação de Tensão: Representa a Variação de amplitude permitida na tensão de saída C.A. Os limites de variação devem respeitar os valores estabelecidos pela ANEEL;
- Frequência de Tensão de Saída: É a frequência da tensão C.A do inversor. O sistema brasileiro opera com frequência de 60 Hz;
- Fator de potência: Fator que relaciona a potência ativa e aparente na saída C.A do inversor. É ideal que as cargas tenham fator de potência compatível com o inversor;

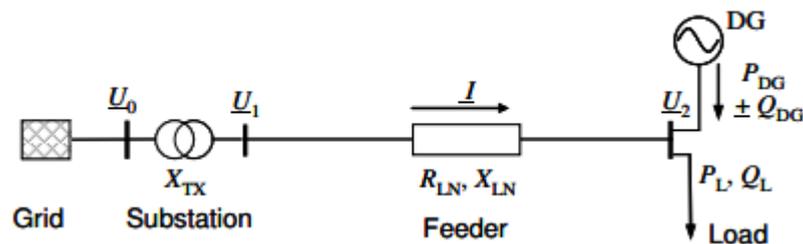
- Grau de proteção: É dado pelo grau de proteção IP. Esta atribuição abrange aspectos de proteção física e elétrica do aparelho. O grau exigido varia de acordo com a localização do inversor.

2.5 Impactos e ferramentas de simulação

2.5.1 Fluxo de Potência

Todo agente distribuidor de energia tem obrigação de suprir os clientes em uma tensão dentro dos limites adequados (JENKINS; EKANAYAKE; STRBAC, 2010). Como o sistema de distribuição possui topologia predominantemente radial, os níveis de tensão caem à medida que se distancia das fontes: gerador ou transformador (DULĂU; ABRUDEAN; BICĂ, 2013). A injeção de potência pela geração distribuída diminui a potência fornecida pela subestação de distribuição (SED), devendo mudar ou até mesmo reverter o fluxo de potência do SEP, fazendo com que a variação de tensão ao longo do circuito não seja tão previsível.

Figura 15: Diagrama unifilar de sistema de distribuição com GD



Fonte: Viawan (2008)

Na Figura 15, as grandezas U_0 , U_1 e U_2 representam as tensões nas barras 0, 1 e 2 respectivamente; I é a corrente que passa pelo alimentador; R_{LN} e X_{LN} representam a resistência e reatância da linha; P_{DG} e Q_{DG} são as potências ativas e reativas fornecidas pela GD; P_L e Q_L são as potências ativa e reativa da carga, conectada na barra 2.

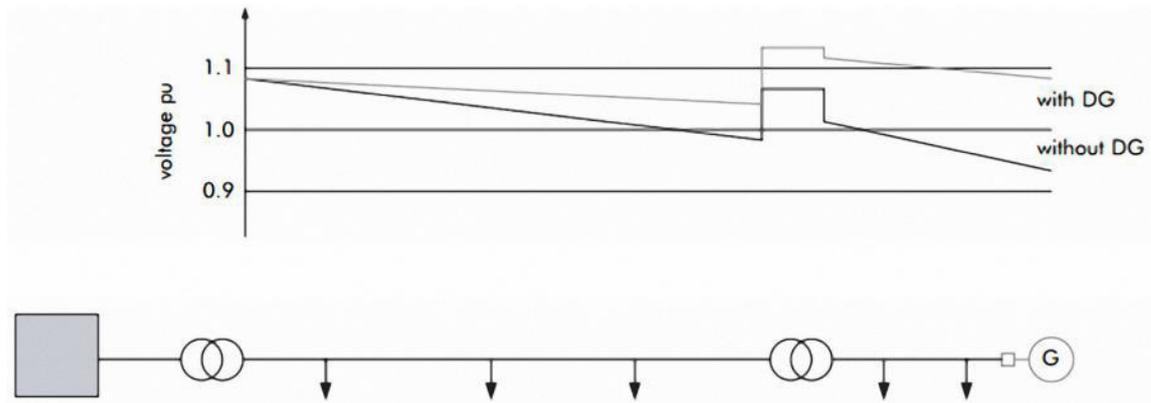
Para o sistema da Figura 15, pode-se equacionar a queda de tensão aproximada ao longo do alimentador conforme a Equação (4) (VIAWAN, 2008).

$$\Delta U = U_1 + U_2 \quad (4)$$

$$\approx \frac{R_{LN}(P_L - P_{DG}) + X_{LN}(Q_L \pm Q_{DG})}{U_2}$$

A equação acima indica que, quando a GD operar com um FP unitário ou capacitivo, portanto não absorvendo potência reativa da rede, os níveis de queda de tensão devem sempre diminuir ao longo do alimentador. Desta forma, os níveis de tensão nas barras ao longo do alimentador devem ser mais elevados que no cenário sem GD. Caso a GD venha a operar com um fator de potência indutivo, ou seja, absorvendo potência reativa do sistema, a queda de tensão poderá aumentar ou diminuir. Esta variação dependerá das potências ativas e reativas da carga conectada e da relação X/R da linha de distribuição (VIAWAN, 2008). A Figura 16 mostra a elevação do nível de tensão ao longo de um alimentador com GD.

Figura 16: Elevação de tensão ao longo do alimentador com GD



Fonte: DULĂU, ABRUDEAN e BICĂ (2013)

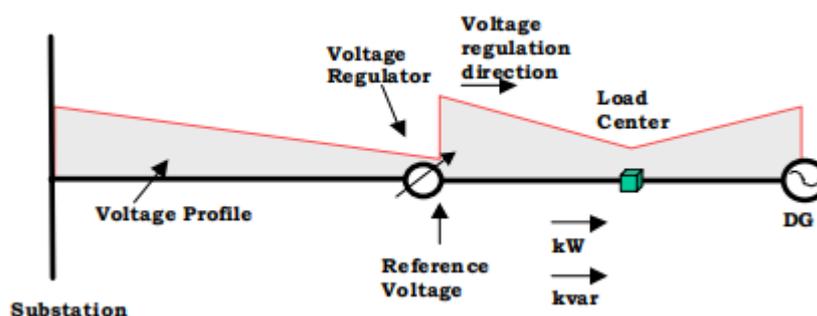
2.5.2 Regulação de tensão

Com o intuito de manter as tensões dentro da faixa adequada de operação, os sistemas distribuição utilizam de um regulador de tensão com comutação (SVR). O SVR é um dispositivo que pode ser comparado a um auto-transformador, capaz de aumentar ou diminuir a tensão do sistema dependendo da polaridade da conexão do mesmo (SIEMENS,2010). Utilizando a técnica conhecida como *line drop compensation* (LDC) no mecanismo de controle, o dispositivo consegue estimar a queda de tensão do trecho baseado em parâmetros de corrente, impedância da linha e tensão das cargas (KOJOVIC, 2003).

Ao conectar diferentes números de enrolamentos nas bobinas do transformador por meio dos taps disponíveis, o algoritmo de controle do LDC deverá escolher a relação de transformação que levará a tensão ao nível desejado. Os bancos reguladores trabalham na faixa de $\pm 10\%$, com 32 taps de 0,625% cada. Em condições de fluxo reverso de potência, é importante que o equipamento tenha suporte a fluxo bi-direcional, para que possa operar corretamente.

Na Figura 17, a GD representada possui uma potência gerada inferior à carga conectada ao alimentador. Embora o fluxo de potência esteja no sentido reverso no trecho entre a carga e a GD, o fluxo que passa pelo regulador de tensão mantém-se na mesma direção, fazendo com que este eleve o nível de tensão.

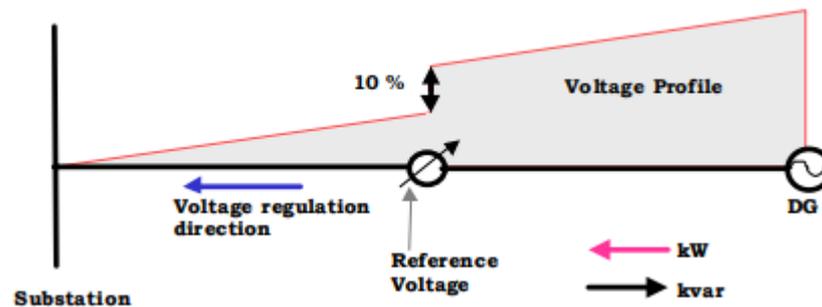
Figura 17: Atuação do regulador de tensão em fluxo normal



Fonte: Kojovic (2003)

Quando a potência injetada pela GD supera a carga conectada ao alimentador, espera-se uma operação similar ao mostrado na Figura 18. Ao superar a carga, o fluxo de potência retornará à subestação. Caso a tensão no lado da subestação do regulador seja superior à tensão alvo configurada no algoritmo de controle, o dispositivo baixa o tap para tentar diminuir a tensão. Isso, por sua vez, deverá elevar a tensão no lado da GD (KOJOVIC, 2003). Como os reguladores possuem faixa de regulação de $\pm 10\%$, deve-se esperar uma sobretensão de pelo menos 10% no lado da GD, quando o dispositivo atingir o seu tap mínimo.

Figura 18: Atuação do regulador de tensão em fluxo reverso



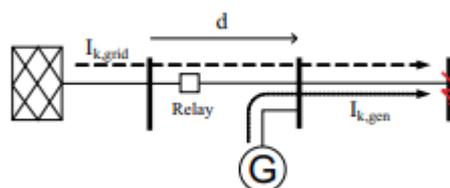
Fonte: Kojovic (2003)

A GD pode ainda interferir na operação do LDC. Quando uma GD com potência considerável em relação à subestação é conectada imediatamente a jusante de um regulador de tensão, a corrente que sai da subestação e passa pelo regulador é reduzida. Porém, devido à localização da GD, as quedas de tensão entre a GD e as cargas a jusante dela serão similares aos valores obtidos sem a sua contribuição. A redução da corrente que passa pelo regulador é interpretada como uma carga leve pelo dispositivo. Em resposta, o LDC baixa o tap, reduzindo a tensão de fornecimento das cargas. (KOJOVIC, 2003).

2.5.3 Níveis de Corrente de Curto-Circuito

A conexão da GD em sistemas de distribuição muda as correntes de falta. Esta mudança depende da capacidade que a GD tem de contribuir com uma corrente de falta. (COSTER; MYRZIK; KLING, 2010). Geradores assíncronos como sistemas fotovoltaicos, eólicos e outros não conseguem sustentar as correntes de curto por muitos ciclos.

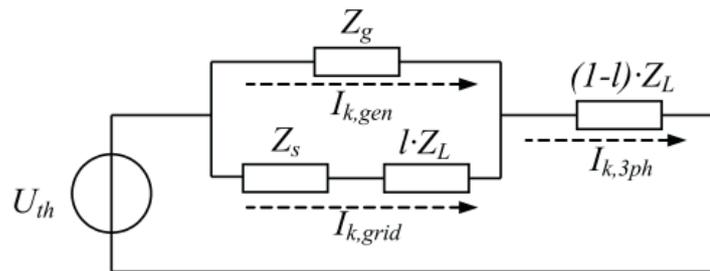
Figura 19: Falta em sistema de distribuição com GD



Fonte: Coster, Myrzik e Kling (2010)

Considere o sistema e a falta mostrada na Figura 19. Nesta condição, existirá contribuição de curto-circuito tanto da fonte principal como da GD. A contribuição de cada fonte pode ser determinada por meio do equivalente de Thevenin. A Figura 20 mostra este equivalente. Nesta figura, Z_L representa a impedância total do condutor, Z_s a impedância reduzida da fonte principal e Z_g a impedância do gerador conectado.

Figura 20: Diagrama de impedância da Figura 19



Fonte: Coster, Myrzik e Kling (2010)

A partir do equivalente da Figura 20, pode-se encontrar a corrente de curto-circuito trifásica e as contribuições da rede e gerador, conforme mostrado nas equações (5) e (6) (COSTER; MYRZIK; KLING, 2010).

$$I_{k,3ph} = \frac{U_{th}(Z_g + l \cdot Z_L + Z_s)}{\sqrt{3}[(Z_L \cdot Z_g + Z_s \cdot Z_g + Z_s \cdot Z_L) + l \cdot Z_L(Z_L - Z_s) - I^2 Z_L^2]} \quad (5)$$

$$I_{k,grid} = \frac{Z_g}{(Z_g + Z_L + Z_s)} \cdot I_{k,3ph} \quad (6)$$

Independente da presença do fluxo reverso, a distribuidora deve garantir que o sistema de proteção atuará corretamente. A alteração nos níveis de curto do alimentador e conexão de pequenos geradores pode desencadear diversos problemas de seletividade e detecção de faltas no sistema de proteção, tais como (COSTER; MYRZIK; KLING, 2010):

- Perca de Sensibilidade das proteções;
- Sinal de trip falso nos equipamentos;

- Perca da coordenação fusível-religador;
- Dessincronização de religamentos;
- Proibição de religamento automático;

2.5.4 Perdas Técnicas

As perdas técnicas ao longo de um alimentador são resultado do Efeito Joule, provocado pela circulação da corrente elétrica pelos condutores. Portanto, os fatores determinantes para o nível de perdas são o carregamento do alimentador e a impedância dos condutores utilizados. A inserção dos sistemas de GD modifica o nível de carregamento, afetando diretamente as perdas técnicas.

Ao reduzir o fluxo e a corrente que sai da subestação, as perdas técnicas totais do sistema são reduzidas (PALUDO, 2014). Porém, em situações de fluxo reverso, os níveis de perda poderão aumentar. Caso o pico de geração ocorra junto do período de carga leve do sistema, este fluxo reverso deve atingir seus valores máximos, aumentando as perdas técnicas do sistema.

2.5.5 Ferramentas de Simulação

Existem diferentes ferramentas de simulação de sistemas elétricos de distribuição no mercado, tanto no setor acadêmico como profissional. O uso destas ferramentas abrange estudos de fluxo de potência, proteção e coordenação, contingência, estabilidade do sistema, modelagem econômica, etc. Cada ferramenta se difere nos recursos disponíveis, métodos de solução assim como no acesso e praticidade de uso. Abaixo, têm-se alguns exemplos de ferramentas utilizadas tanto no setor acadêmico como na Enel Distribuição Ceará para estudos elétricos do sistema:

- ANAREDE: Programa desenvolvido pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (Cepel) que permite a análise do fluxo de potência em regime permanente;
- ANAFAS: Programa também desenvolvido pelo CEPEL, focado para a análise de faltas em sistemas de distribuição e transmissão;

- ASPEN Oneliner- Ferramenta gráfica que permite a simulação de faltas na transmissão e distribuição de energia, além de estudos de coordenação das proteções do sistema, utilizando informações do banco de dados de relés do programa. Novos relés podem ser adicionados na base de dados através da modelagem das curvas de atuação.
- ATPDraw: Ferramenta gráfica focada na análise e simulação de transitórios eletromagnéticos, permitindo modelagem detalhada de equipamentos e visualização de perturbações no sistema.
- CYMDIST: Criado pela EATON, este software é o pacote base para a análise de sistemas de distribuição incluído no programa CYME. Dentre as análises inclusas na ferramenta, destaca-se: fluxo de potência desbalanceado, alocação de cargas, análise de faltas, balanceamento de cargas, posicionamento e dimensionamento otimizado de capacitores e partida de motores.
- INTERPLAN: Ferramenta desenvolvida pela Daimon Inc., focada no planejamento dos sistemas de distribuição. Permite a análise do fluxo de potência em regime permanente e utilização de base georreferenciada para visualização.

A maioria das ferramentas citadas possui restrições de licença e de recursos de simulação, muitas vezes restringindo-se a um tipo de estudo. Entre as ferramentas supracitadas, o CYMDIST é a mais completa e versátil quando focada na análise de GDs conectadas as redes elétricas, por possuir mais funcionalidades que seus concorrentes.

A ferramenta escolhida para este trabalho foi o Open Distribution System Simulator (OpenDSS). O OpenDSS, semelhante ao CYMDIST, possui uma grande abrangência de estudos elétricos, sendo completa para a análise de sistemas elétricos e GDs. Além disso, o software apresenta a vantagem de ser completamente aberto aos usuários, facilitando o acesso e uso acadêmico. O programa e suas funcionalidades são abordados com maior detalhe no Capítulo 3 deste trabalho.

2.6 Considerações Finais

Este capítulo apresentou o cenário brasileiro de distribuição de energia, os aspectos regulatórios, as características construtivas da geração fotovoltaica, os impactos da geração no sistema de distribuição e as ferramentas de simulação utilizadas como base para o desenvolvimento deste trabalho.

3 FERRAMENTA DE ANÁLISE E PLANEJAMENTO DA REDE - OPEN DISTRIBUTION SYSTEM SIMULATOR

3.1 Introdução

Este capítulo tem como objetivo introduzir a ferramenta Open Distribution System Simulator (OpenDSS) e as definições e conceitos que envolvem a utilização do script próprio da ferramenta, incluindo as definições de classe, sintaxe e visualização de resultados utilizados na simulação, que abrange aplicações dentro da distribuição de energia como Planejamento do sistema, estudos de curto-circuito, etc

3.2 Histórico

O software OpenDSS é um simulador de sistemas elétricos, com foco em sistemas de distribuição. Quando criado em 1997, pela Electrotek Concepts, Inc, o programa Distribution Simulator System (DSS) já visava atender ao mercado crescente de GD. Por isso, o DSS já tinha muitas funcionalidades para estudos de GD que agregava um diferencial de mercado da época. Adquirida em 2004 pelo Electric Power Research Institute (EPRI), a ferramenta foi relançada sob uma licença de código aberto no ano de 2008, com o nome de OpenDSS.

Por oferecer um pacote abrangente para análises em regime Permanente senoidal, a ferramenta é comumente utilizada para análise e planejamento da rede (SEXAUER, 2016). Apesar de ser utilizado desde 1997, o fato de ser uma ferramenta de código aberto permite a constante atualização de suas funcionalidades e métodos de estudos acompanhando sempre o surgimento de novas tecnologias de fontes renováveis, redes inteligentes e sistemas de automação.

O programa possui diversas maneiras de interação com o usuário. A plataforma de edição do programa utiliza um script próprio que permite a inclusão de elementos e acesso a qualquer um dos modos de solução do software. Além disto, já estão inclusas interações com diferentes plataformas as plataformas: MATLAB, Excel, Python, C++, C#. Dentre os modos de solução presentes, os principais são: Fluxo de potência instantâneo (Snapshot), Fluxo de potência diário, Fluxo de potência anual, Análise harmônica, Análise dinâmica e Estudo de curto-circuitos.

No Brasil, o software possui aplicações dentro de diversas distribuidoras de energia. A ANEEL emitiu em Junho de 2014 a Nota Técnica nº 0057/204, que procura aprimorar a metodologia do cálculo de perdas descrito no módulo 7 do Prodist, cálculo que alimenta o processo de revisão tarifária periódica (RTP) que ocorre de 4 em 4 anos por todo o país. Segundo a Nota técnica 57/204: “O programa a ser utilizado para o cálculo das perdas por meio da metodologia de fluxo de carga é o software Open Distribution System Simulator – OpenDSS3.”. Ainda de acordo com a nota 57/204, têm-se:

63. O fato do OpenDSS ter sido desenvolvido em código aberto, e a possibilidade de ser customizado de acordo com as necessidades dos usuários via programação, foram alguns dos motivos pelo qual optou-se por sua utilização. Outra vantagem é que o programa foi concebido para ser expansível com a possibilidade de se realizar modificações para satisfazer as necessidades dos usuários. Nesse contexto, era reconhecido que os desenvolvedores nunca seriam capazes de antecipar todas as necessidades dos usuários, o que acabou abrindo a possibilidade para que novos recursos fossem continuamente adicionados pelos próprios usuários de modo a suportar as pesquisas no desenvolvimento de soluções. (Nota0057, p.11)

3.3 Classes de Elementos

O software OpenDSS utiliza um script próprio para simulação de circuitos elétricos. Através de arquivos de texto em formato com a extensão .dss, possibilita a criação e simulação de diferentes redes e análises. Para entendermos como funciona a sintaxe do programa, é necessário um embasamento teórico em relação a classificação dos elementos dentro da ferramenta, permitindo melhor enten

3.3.1 Barra

A barra é o elemento que contém os nós onde devem ser conectados os elementos elétricos da rede, conforme pode ser observado na Figura 21. O estudo e elementos definem a posição e número de nós da barra. Toda barra possui um nó de referência com tensão nula, o nó 0.

Figura 21: Modelo de Barra



Fonte: Dugan e Montenegro (2018)

As barras no OpenDSS são criadas dinamicamente durante a inserção de outros elementos, diferente de ferramentas como o ANAREDE onde o programa necessita da definição prévia das barras para então adicionar os elementos elétricos. Por exemplo, suponha a criação de um trecho de circuito, em que são fornecidas as barras de conexão. A partir da definição do trecho, as barras são criadas, sem a necessidade a sua definição separada.

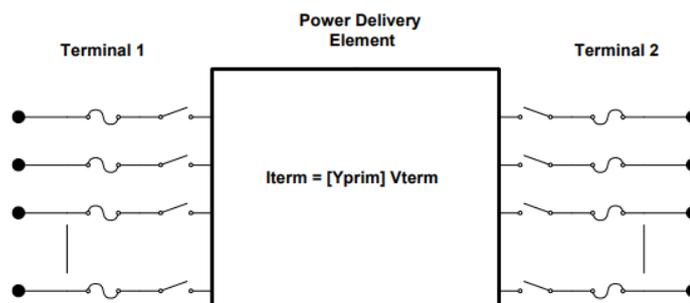
3.3.2 Terminal

Os terminais nada mais são que os conectores que os elementos possuem. Cada um destes conectores deve ser conectado em um dos nós da barra associada.

3.3.3 Elementos de transporte de Energia

Esta classe, conforme o nome explicita, é composta de elementos que possuem a capacidade de transportar energia pelo circuito. Estes são elementos elétricos padrões, geralmente definidos em regime permanente por sua impedância, conforme Figura 22. Assim, estes podem ser representados por sua matriz de impedância (DUGAN; MONTENEGRO, 2018).

Figura 22: Modelo de elemento de transporte de energia



Fonte: Dugan e Montenegro (2018)

Alguns elementos deste tipo são:

- Capacitores;
- Transformadores;
- Linhas;
- Reatores.

3.3.4 Elementos de Suporte

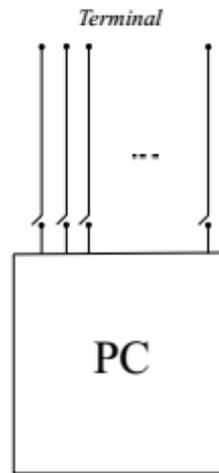
Os elementos de suporte existem para facilitar a definição de parâmetros para elementos de conversão e transporte. A partir destes elementos, é possível criar modelos de parâmetros elétricos, associar funcionalidades de controle a alguns elementos, monitorar ou fornecer dados e resultados para as análises temporais (DUGAN; MONTENEGRO, 2018).

Por exemplo, durante a modelagem de um circuito, existem equipamentos com as mesmas características elétricas, como trechos de um alimentador formados por um mesmo tipo de condutor. Normalmente, seria necessário definir os valores de carregamento, impedância e comprimento em cada trecho. Utilizando o elemento de Suporte linecode, é possível criar um tipo de condutor, onde definem-se parâmetros como limites de carregamento e valores de impedância em ohms/km. Estes valores declarados dentro do linecode podem ser associados a qualquer trecho dentro do programa por um parâmetro, o que facilita a escrita e reduz o tamanho do código.

3.3.5 Elementos de Conversão

Esta classe engloba aqueles elementos que possuem a capacidade de converter energia elétrica em outra ou vice-versa, tais como geradores, cargas, acumuladores de energia, dentre outros. A maior parte destes elementos conecta-se ao circuito por apenas uma barra, por meio de N terminais, de acordo com o modelo da Figura 23.

Figura 23: Modelo de Elemento de conversão



Fonte: Sexauer (2016)

3.4 Sintaxe

Para entender melhor o funcionamento do script do OpenDSS, é importante saber que cada linha de comando é composta de um Verbo e seus parâmetros (SEXAUER, 2016). Nem todos os parâmetros são obrigatórios, alguns sendo configurados em valores padrões pelo programa e outros calculados a partir de outros parâmetros fornecidos.

Toda e qualquer linha de comando executável do programa deve seguir um dos dois padrões a seguir, de acordo com a sua funcionalidade. Para uma linha de interação direta com um elemento elétrico, seja por criação, seleção ou alteração do mesmo, seguem a estrutura da Figura 24. A interação com o elemento é definida de acordo com o verbo comando utilizado.

Figura 24: Linha de comando de interação direta com elementos elétricos

```
VerboComando ClasseElemento.NomeElemento Param1=Valor1 Param2=Valor2
```

Fonte: Sexauer (2016)

No entanto, quando a linha não interage com nenhum elemento, como por exemplo a configuração modos de solução e mostrar relatórios, adota-se a estrutura apresentada na Figura 25:

Figura 25: Linha de comando sem interação direta com elementos elétricos.

```
VerboComando Param1=Valor1 Param2=Valor2
```

Fonte: Sexauer (2016)

Além disso, podem ser feitos comentários através dos símbolos (//) e (!) no início de uma linha, e quebrar uma linha de código extensa em duas ou mais com o símbolo (~).

3.4.1 *Circuit*

Este elemento pode ser considerado o ponto inicial do circuito. Representa a fonte primária de energia e simula uma barra infinita, equivalente à barra de referência ou swing em programas de análise de sistemas como por exemplo o ANAREDE. Portanto, o *circuit* deve conter todos os dados referentes ao ponto inicial do sistema a ser simulado, tais como a frequência do sistema, tensão de base, impedância reduzida, etc. Por tratar-se de um elemento elétrico, a linha de código deve seguir o padrão da Figura 26, como mostra o exemplo da Figura 26.

Figura 26: Script do Elemento Circuit

```
New circuit.Agf69 bus1=barra69 basekv=69 baseMVA= 100 phases=3 R1=0.0090
X1=0.0588 R0=0.0228 X0= 0.2662
```

Fonte: Elaborado pelo Autor

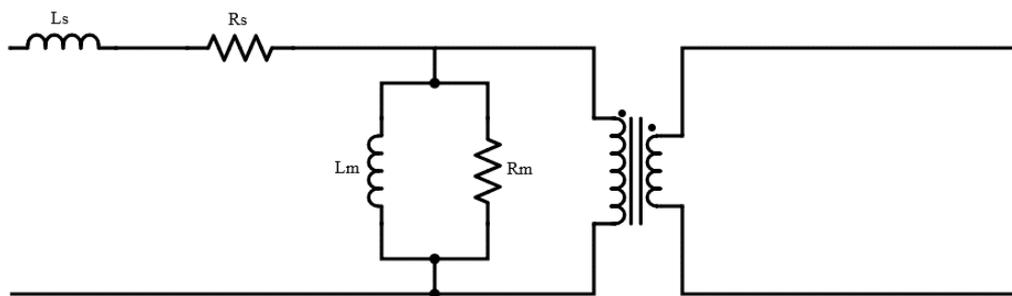
Os parâmetros utilizados do elemento circuit são:

- Bus1: É a barra onde os terminais do circuito inicial estão conectados;
- Basekv: Tensão de base do ponto elétrico inicial da simulação;
- BaseMVA: Potência de base no ponto elétrico inicial da simulação;
- Phases: Número de fases do elemento criado;
- R1, X1: Resistência e reatância de sequência positiva em P.U., respectivamente;
- R0, X0: Resistência e reatância de sequência zero em P.U., respectivamente;

3.4.2 Transformer

O elemento transformer é utilizado para modelar os transformadores do sistema. O elemento pode conter dois ou mais enrolamentos, conectados de acordo com a configuração desejada (DUGAN; MONTENEGRO, 2018). Para que se entenda os parâmetros, deve-se considerar o modelo de transformador conforme a Figura 27.

Figura 27: Representação de um Transformador Monofásico



Fonte: Elaborado pelo Autor

Nesta representação de um transformador, R_m representa a resistência de magnetização, responsável pelas perdas em vazio do equipamento. R_s é a resistência dos enrolamentos, que gera as perdas por efeito Joule no transformador. L_s é a indutância de dispersão, vindo do fluxo não concatenado com a outra bobina. Por fim, L_m é a indutância de magnetização do núcleo. Cada uma destas variáveis é utilizada na definição de um transformador no OpenDSS, como mostrado no script da Figura 28.

Figura 28: Script do Elemento Transformer

```
New transformer.TRAFO_1 xhl=11.87 windings=2 %loadloss=0.5 %noloadloss=0.1
%imag=0.5 maxtap=2 mintap=0.8

~ wdg=1 bus=barra100 kv=69 kva=20000 conn=delta

~ wdg=2 bus=bus132 kv=13.8 kva=20000 conn=wye tap=1.03
```

Fonte: Elaborado pelo Autor

Os parâmetros utilizados do elemento Transformer são:

- XHL: É a indutância de dispersão L_m , fornecida em valor percentual na base dos dados de placa do transformador;
- Windings: Número de enrolamentos do equipamento;
- %loadloss: É a resistência do enrolamento R_S , fornecida em valor percentual de perda. Pode ser declarado separadamente para cada um dos enrolamentos;
- %noloadloss: Perdas percentuais do transformador operando em vazio, decorrentes da resistência de magnetização R_m ;
- %imag: É a corrente de magnetização percentual do transformador;
- Maxtap: Valor de tap máximo disponível para regulação de tensão no transformador;
- Mintap: Valor de tap mínimo disponível para regulação de tensão no transformador;
- Tap: Opção de tap ativa na simulação;
- Conn: Modo de ligação do enrolamento.

3.4.3 Linecode

Este elemento de suporte é utilizado para definição dos parâmetros elétricos de tipos de cabos, que ficam armazenados dentro do programa servindo como referência na criação das linhas. Na Figura 29 pode-se ver um exemplo da linha de comando e os parâmetros utilizados no elemento Linecode.

Figura 29: Exemplo de Script do elemento Linecode

```
New Linecode.CAA_266.8MCM nphases=3 basefreq=60 units=km
r1=0.2354 !ohms/km
x1=0.3850 !ohms/km
r0=0.4130 !ohms/km
x0=1.5520 !ohms/km
```

Acima, tem-se declarado o Linecode para o cabo CAA_266.8MCM. Para inserir um trecho com este cabo, é necessário a inclusão do parâmetro Linecode na linha de comando do trecho. em que Linecode = CAA_266.8MCM.

A tabela de cabos utilizada para definição dos cabos no openDSS está disponível no ANEXO B deste trabalho, contendo os parâmetros de impedância dos condutores.

3.4.4 Line

O elemento line é utilizado para a inserção dos trechos do circuito a ser estudado. O OpenDSS possui uma grande abrangência e gama de parâmetros que permitem a caracterização da estrutura física e elétrica dos seus trechos. Estes parâmetros podem estar descritos trecho a trecho ou referenciados por elementos de suporte tais como o Linecode e LineGeometry, como pode ser visto na Figura 30.

Figura 30: Exemplo de Script do Elemento Line

```
New line.D_AGF01I2|D_AG3 phases=3 bus1=PA_D_AGF01I2 bus2=PA_D_AG3  
length=0.016 units=km linecode=CCN_95
```

Fonte: Elaborado pelo Autor

Os parâmetros utilizados do elemento line são:

- Bus1: Define a barra onde o trecho começa;
- Bus2: Define a barra onde o trecho termina;
- Phases: Número de fases do circuito;
- Length: Comprimento do trecho;
- Units: Unidade do comprimento;
- Linecode: Associa o trecho criado ao modelo elétrico de cabo criado previamente. Todos os parâmetros elétricos associados ao linecode serão utilizados para este trecho, levando em consideração a sua extensão.

A inserção de chaves também pode ser feita por meio do elemento line, ao utilizar-se parâmetros diferentes, conforme mostrado na Figura 31.

Figura 31: Script do Elemento Line para Chaves

```
New line.DISJ_AGF01I2 phases=3 bus1=INICIO_AGF bus2=COMT_AGF01I2 switch=y  
enabled=y
```

Fonte: Elaborado pelo Autor

Os parâmetros utilizados no Elemento Line para Chaves são:

- Bus1: Define a barra onde o trecho começa;
- Bus2: Define a barra onde o trecho termina;
- Switch: Indica se o trecho criado é uma chave ou não
- Enabled: Usado para habilitar e desabilitar a chave dentro do circuito

3.4.5 *LoadShape*

Outro elemento de suporte utilizado na simulação, o Loadshape permite a criação de curvas de carga para cargas ou gerações, que podem ser usadas para simulações sequenciais no tempo. A curva de carga é dada pela relação entre a potência nominal e a medida em cada instante de tempo. O programa interpreta esta curva como um vetor de valores a ser multiplicado pela potência nominal do elemento associado ao Loadshape. O número de pontos e intervalo entre os mesmos deve ser definido de acordo com a necessidade da simulação. Na Figura 32 é apresentado um exemplo de script do elemento LoadShape.

Figura 32: Exemplo de Script do Elemento LoadShape

```

New Loadshape.curva_34E0508_TR1 npts=24 interval=1
~pmult=( 0.511 0.511 0.511 0.511 0.511 0.511 0.5696 0.5696 0.5696 0.5696 0.5696 0.5696
0.6317 0.6317 0.6317 0.6317 0.6317 0.6317 0.8875 0.8875 0.8875 0.8875 0.8875 0.8875)
~qmult=( 0.511 0.511 0.511 0.511 0.511 0.511 0.5696 0.5696 0.5696 0.5696 0.5696 0.5696
0.6317 0.6317 0.6317 0.6317 0.6317 0.6317 0.8875 0.8875 0.8875 0.8875 0.8875 0.8875)

```

Fonte: Elaborado pelo Autor

Os parâmetros utilizados no elemento LoadShape são:

- Npts =Número de pontos a serem inseridos na curva;
- Interval: Intervalo entre os pontos. Por padrão, o openDSS considera o valor informado em horas. Caso necessário, utilizar o parâmetro unit para especificar a unidade;
- Pmult = Define a curva de carga apenas para a potência ativa do elemento. Valores fornecidos em P.U;
- Qmult: Define a Curva de carga para a potência reativa do elemento.

Dependendo do número de pontos desejados na curva, pode-se considerar a adição dos parâmetros pmult e qmult por meio de um arquivo .csv (Separado por vírgulas), por meio dos comandos compile e redirect, mostrados no item 3.2. Deste capítulo.

3.4.6 Load

A carga é um elemento de conversão crucial nas análises do sistema de distribuição. É definida basicamente pelos dados de potência ativa e reativa nominal. Estes valores podem ser especificados por meio diretamente ou pelo fator de potência junto da potência aparente, ativa ou nominal.

Dentro do elemento, existem diferentes modelos de carga que afetam a maneira como a carga deve variar com a tensão. Aqui, manteve-se a configuração padrão do software,

que modela as cargas com potência ativa P e reativa Q constantes. Na Figura 33 é apresentado um exemplo de script do elemento Load.

Figura 33: Exemplo de Script do Elemento Load

```
New Load.34E0508_TR1 bus1=CD_34E0508 kv=13.8 kva=113 pf=0.92  
daily=curva_34E0508_TR1
```

Fonte: Elaborado pelo Autor

Os parâmetros utilizados no elemento Load são:

- Bus1: Define o ponto de conexão da carga. É possível especificar a conexão dos terminais de acordo com a configuração desejada;
- kV: Tensão base da carga. A tensão que deve ser informada pode mudar de acordo com as características e forma de conexão da carga referida;
- Kva: Potência nominal aparente, em kVA;
- PF: Fator de potência da carga inserida. Valores negativos são adiantados;
- Daily: Associa uma curva de carga diária à carga criada. A curva deve ser declarada por meio do elemento de suporte Loadshape;
- Phases: Define o número de fases da carga. Quando não informado, a carga será configurada com o número de fases do sistema em que está conectada;
- Conn: Conexão entre as fases da carga. Quando não informado, é considerada conexão Y.

As cargas declaradas como mostradas acima são consideradas balanceadas pelo software entre todas as fases especificadas. Caso seja necessário considerar o desbalanço entre as fases, será necessário a inclusão de cargas monofásicas.

3.4.7 *EnergyMeter*

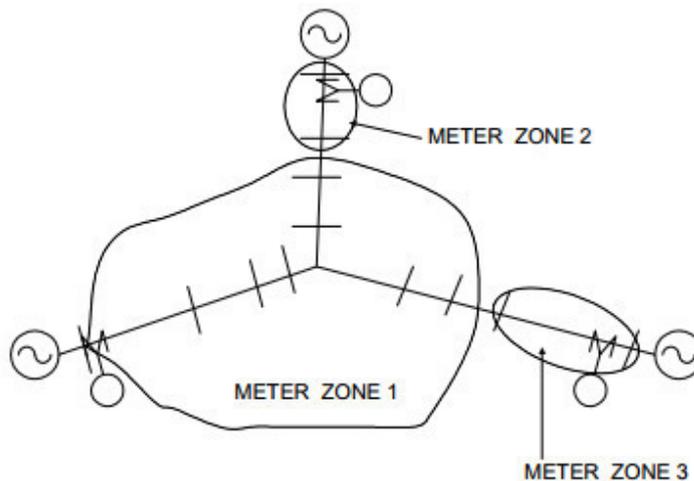
Consiste em um medidor de energia inteligente, que deve ser adicionado ao terminal de algum elemento presente no circuito. A partir do ponto de conexão, são obtidas diversas medidas elétricas, simulando a operação de um medidor real.

Cada EnergyMeter obterá os dados referentes a sua zona de medição. A zona de um medidor pode ser compreendida como a área do circuito que está sob supervisão do mesmo. Dentro de sua zona, podem ser computados parâmetros elétricos para qualquer dispositivo inserido em sua zona (DUGAN; MONTENEGRO, 2018). O alcance de cada medidor é determinado internamente no software, delimitada pelos seguintes fatores (DUGAN; MONTENEGRO, 2018):

- Fim da ramificação elétrica;
- Um elemento contendo outro medidor;
- Elementos desabilitados;
- Os elementos já estão na zona de outro medidor;
- Não existência de mais elementos a serem considerados;

A Figura 34 representa a configuração interna das zonas em uma rede de distribuição radial.

Figura 34: Definição das zonas em rede simples de distribuição



Fonte: Dugan e Montenegro (2018)

O script utilizado para a inserção de um EnergyMeter é mostrado na Figura 35.

Figura 35: Script do Elemento Energy Meter

```
New EnergyMeter.sub2 element=line.EL_1189175 terminal=1
```

Fonte: Elaborado pelo Autor

Os parâmetros utilizados no Elemento Energy Meter são:

- Element: É o elemento do circuito ao qual o EnergyMeter estará associado;
- Terminal: Número do terminal para conexão do monitor.

Uma peculiaridade deste elemento é que não possui armazenamento das leituras realizadas. Por exemplo, considere uma simulação diária com 24 pontos definidos, espaçados em 1 hora, onde programou-se a simulação de 00:00 até 16:00 horas. Ao executar o programa, o medidor lê as grandezas elétricas em cada um dos pontos de simulação. Porém, por não possuir armazenamento, apenas os valores referentes ao último horário, que neste caso corresponde às 16:00 horas estão disponíveis. Caso seja necessário a avaliação ao longo do tempo com o histórico das grandezas, é necessário a utilização do elemento Monitor, abordado no próximo tópico.

3.4.8 Monitor

Assim como o EnergyMeter, o Monitor também é um elemento utilizado na medição de grandezas elétricas em que suas amostras de medição são referentes apenas ao ponto do circuito em o elemento está conectado. Diferente do EnergyMeter, o Monitor possui a funcionalidade de armazenar os resultados para cada instância de tempo dentro da simulação. Os dados são guardados após a execução de cada passo da simulação. O script deste elemento segue o exemplo mostrado na Figura 36:

Figura 36: Exemplo de Sript do Elemento Monitor

```
New Monitor.sed_power element=line.AGF01I2|D_AGF01I2 terminal=1 mode=1
ppolar=no
```

Fonte: Elaborado pelo Autor

Os parâmetros utilizados no Elemento Monitor são:

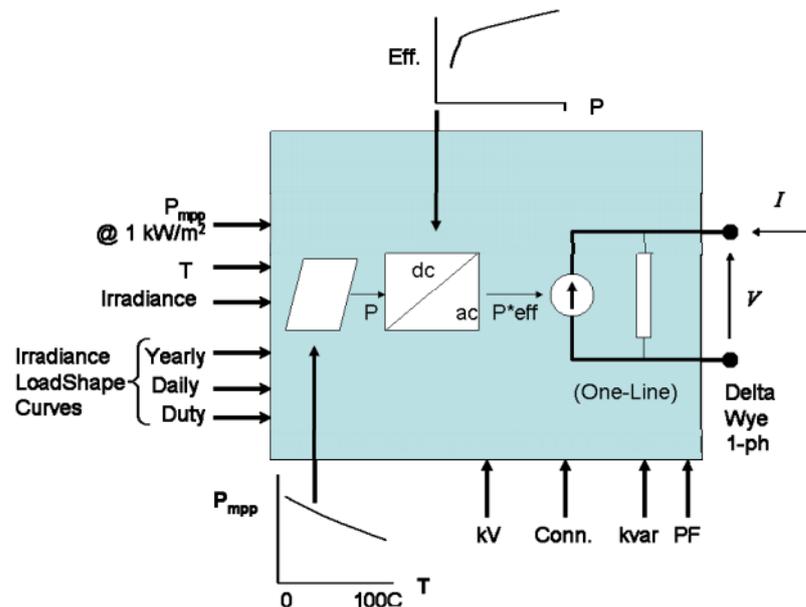
- Element: Elemento no qual o Monitor está associado;

- Terminal: Número do terminal de conexão;
- Mode: Define o modo de operação do monitor. Cada modo irá armazenar diferentes informações;
- Ppolar: Define se os resultados serão mostrados em formato polar ou retangular.

3.4.9 PV System

Este elemento de conversão corresponde a um gerador fotovoltaico. O gerador solar dentro do OpenDSS é definido pelo painel fotovoltaico e pelo inversor utilizado. O diagrama da Figura 37 mostra como são inseridas as informações a respeito do painel solar e como é o fluxo de processamento destas dentro do software.

Figura 37: Diagrama de bloco do PV System



Fonte: Dugan (2011)

Na Figura 37, estão dispostas as variáveis de entrada na definição de um sistema fotovoltaico. P_{mpp} representa a potência máxima de pico das células fotovoltaicas, quando expostas a irradiância 1 kW/m^2 . T representa a temperatura de operação da célula e Irradiance a irradiância do local. A curva P_{mpp} x T representa o comportamento da P_{mpp} quando exposta

a diferentes temperaturas. A curva $Eff. \times P$ representa a eficiência do inversor utilizado de acordo com a potência injetada. PF representa o fator de potência do inversor, kV a tensão nominal de saída kVar é a potência reativa injetada pelo sistema. Conn é o tipo de ligação do sistema.

Como foi explicado no Item 2.4.2, a geração fotovoltaica depende das condições de irradiação e temperatura às quais os painéis estão expostos, resultando em uma nova curva I x V, que por sua vez altera o ponto de potência máxima da célula fotovoltaica. O OpenDSS permite a inclusão destes efeitos na simulação. Para isso, é necessário que sejam dadas curvas que relacionem a irradiação em kW/m^2 e a temperatura em $^{\circ}\text{C}$ a um valor em P.U. da potência máxima de pico (P_{mpp}) do painel. Assim, a potência gerada terá o seguinte valor (DUGAN, 2011):

$$P_{pa} = P_{mpp} * FatorIrrad * FatorTemp \quad (7)$$

A potência gerada nos painéis fotovoltaicos deve então passar pelo inversor. Aqui, pode-se incluir a curva de rendimento por temperatura do inversor. A potência que sai do inversor é dada pela equação (DUGAN, 2011):

$$P = P_{pa} * Eff \quad (8)$$

Em que:

P: Potência na saída do inversor, para uma temperatura T.

Eff: Eficiência para uma temperatura T.

A Figura 38 apresenta um exemplo do script de um sistema PV:

Figura 38: Exemplo de Script do Elemento PV System

```
New pvsystem.SIS1_1 bus1=bar_2 basefreq=60 phases=3 irradiance=1 pf=1.0 kva=500
pmpp=10 kv=13.8 daily=solar Tdaily=Tfor
```

Fonte: Elaborado pelo Autor

Os parâmetros utilizados no elemento PV System são:

- Bus1= Barra onde o sistema estará conectado;

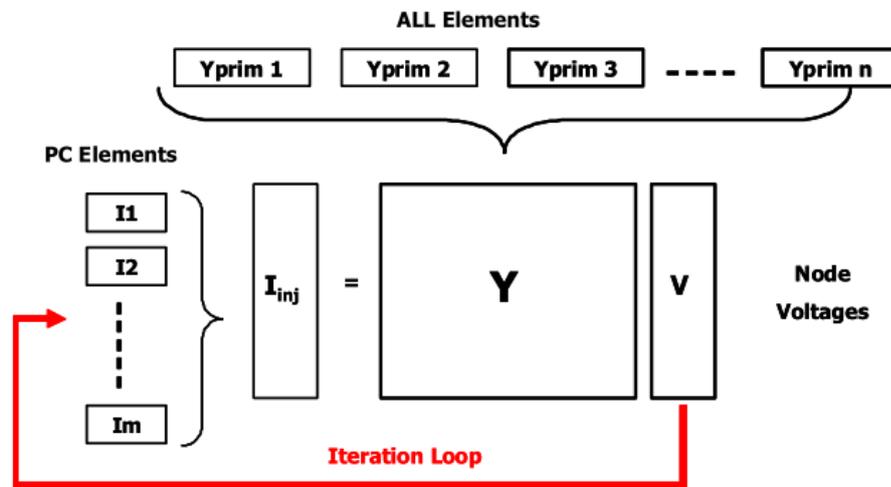
- Basefreq: Frequência base de geração;
- Phases: Número de fases do sistema;
- Irradiance: Valor de irradiação a ser considerado na simulação. Podem ser adicionados múltiplos valores por meio de um vetor, para simulações temporais.
- PF: Fator de potência de operação do inversor. O valor aqui configurado é um valor constante na operação do inversor dentro do sistema, mantendo a relação entre a potência ativa e reativa.
- kV: Tensão de geração do inversor;
- Daily: Associa uma curva de carga para o sistema fotovoltaico. As características da curva são definidas na classe loadshape;
- TDaily: Curva com os valores de temperatura a serem utilizados na simulação.

3.4.10 Solve

A partir dos dados inseridos, o circuito pode ser resolvido por meio do comando solve. Por meio da instrução set, é possível configurar o tipo de solução que deve ser obtida na simulação por meio de diferentes parâmetros associados internamente ao solve. Além disso, set pode ser utilizado para configurar um total de 111 opções dentro da ferramenta, que envolvem a solução, visualização e plotagem do sistema.

A solução dentro é calculada no OpenDSS por meio de um cálculo iterativo, podendo este ser no modelo padrão da ferramenta ou no algoritmo de Newton. O modelo de solução padrão utiliza um processo iterativo simples mostrado na, em que é computada a matriz de admitância do sistema de todos os elementos do sistema. A partir de um palpite inicial de valores de tensão, calculado a partir da matriz de admittance e dos valores de corrente injetadas pelos elementos de conversão de energia, o cálculo iterativo se inicia e continua até que a tensão converge a 0,001 P.U. O método de solução pode ser escolhido através do parâmetro Algorithm, que quando não configurado utiliza o método padrão de solução.

Figura 39: Processo iterativo de solução padrão do OpenDSS



Fonte: Dugan e Montenegro (2018)

Considere o exemplo de script mostrado na Figura 39.

Figura 40: Exemplo de Script do Comando Solve

```
set maxiterations=100 mode=daily setpsize=1h number=10
Solve
```

Fonte: Elaborado pelo Autor

Os parâmetros utilizados são:

- Maxiterations: Número máximo de iterações permitidas para encontrar a solução do sistema;
- Mode: Escolhe o modo de solução adotado. Serão utilizados na simulação os modos Daily e FaultStudy. Daily realiza a simulação do fluxo utilizando as curvas de carga e o intervalo estabelecido. FaultStudy é um estudo que calcula os níveis de curto-circuito monofásico, bifásico e trifásico em todas as barras do sistema;
- Stepsize: Configura o passo com o qual as simulações temporais serão efetuadas;
- Number: Último passo a ser considerado

3.4.11 Buscoords

O comando Buscoords permite que cada barra do sistema seja associada a um valor de coordenada X,Y. Essas coordenadas podem ser utilizadas para que seja efetuado o desenho do circuito em uma base georreferenciada, permitindo uma localização espacial e visualização gráfica do alimentador. Deve sempre vir após a instrução solve.

As coordenadas são lidas a partir de um documento em formato separado por vírgulas (.CSV), em que as informações devem ser formatadas na seguinte ordem: nome da barra, coordenadas X e Y. Na Tabela 5 é apresentado o exemplo da estrutura de coordenadas do comando Buscoords.

Tabela 5: Estrutura de Coordenadas X,Y

Nome da Barra	X (m)	Y (m)
INICIO_AGF01I2	558460	9581001
PA_D_AG3	558435	9580985
PA_D_AGF01I2	558419	9580987
PA_D_AG1	558438	9580933
COMT_AGF01I2	558460	9581001
DMUM_SG92E2724	558451	9580923
PA_D_F34E0487	558549	9580789
PA_D_FH94E0506	558567	9580794
PA_D_SF34E0409	558472	9580783
BVIRT_FH94E0506	558568	9580793
PA_D_H94E0383	558557	9580916
PA_D_G92E2831	558548	9580924
PA_E_-2691602	558459	9580921

Fonte: Elaborado pelo Autor

O script é simples, conforme Figura 41.

Figura 41: Exemplo de Script do Comando BusCoords

Buscoords (Geral/AGF_BARRAS.csv)

Fonte: Elaborado pelo Autor

Após chamar a instrução, é necessário apontar para o arquivo .CSV que será a base de coordenadas. Para isso, pode-se utilizar o comando Redirect, ou acessar diretamente como

feito acima, desde que a base esteja dentro do diretório onde está hospedado o arquivo de simulação.

3.5 Plotagem e Resultados

3.5.1 Plotagem

Uma vez resolvido o fluxo, por meio do comando solve, o OpenDSS possui uma ferramenta de plotagem que permite a visualização do fluxo de carga ao longo do circuito, em forma gráfica. Isto permite diagnósticos rápidos e mais eficazes do sistema, especialmente do ponto de vista de qualidade de tensão e carregamento do sistema quando configurada para esse fim.

Adotando um sistema que associe determinadas cores a uma faixa de tensão, é possível identificar os pontos críticos de fornecimento e onde tem-se a maior probabilidade de problemas. Dentro do software, pode-se criar até 3 faixas de intervalo, ajustáveis durante a simulação.

Por padrão, os únicos elementos incluídos no desenho são os trechos. É possível habilitar a visualização de outros elementos por meio da instrução set. Na Figura 42 é apresentado um exemplo de script do Comando Plot.

Figura 42: Exemplo de Script do Comando Plot

```
set markSwitches=no  
  
set markTransformers=yes  
  
Set normvminpu=0.93  
  
Set emergvminpu=0.90  
  
plot Circuit Voltage dots=n labels=n subs=n c1=Green c2=Yellow c3=red
```

Fonte: Elaborado pelo Autor

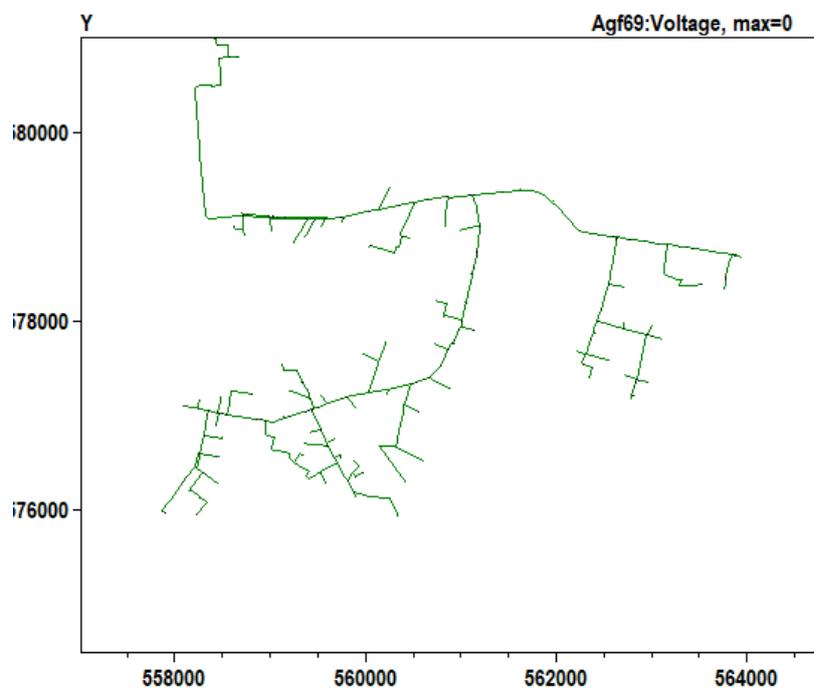
Os parâmetros utilizados Comando Plot são:

- MarkSwitches: Habilita ou desabilita a visualização de chaves na plotagem;

- MarkTransformers: Habilita ou desabilita a visualização de transformadores na plotagem;
- Normvminpu: Valor mínimo de tensão de fornecimento normal. Determina a faixa de tensão c1;
- Emergminpu: Valor mínimo de tensão de emergência. Determina as faixas c2 e c3;
- Dots: Habilita ou desabilita a visualização das barras do sistema;
- Labels: Habilita ou desabilita a legenda dos elementos;
- C1,C2,C3: Atribui cores à faixas de tensão C1, C2 e C3. C1 é definido como acima de Normvminpu, C2 está entre Normvminpu e Emergminpu e C3 está abaixo de Emergminpu

A execução deste código resulta na montagem do circuito em uma tela de análise, conforme mostrado na Figura 43.

Figura 43: Plot do Circuit Voltage



Fonte: Elaborado pelo Autor

O comando Plot permite ainda gerar os gráficos das leituras feitas pelos elementos EnergyMeter e Monitor. Além disso, existe a opção Plot Profile, que traça o perfil de tensão ao longo do alimentador, em um gráfico Tensão por Distância. Este último é útil para comparar a tensão de um mesmo circuito simulado em diferentes cenários de carga e geração.

3.5.2 Resultados

3.5.2.1 Show

Quando executado, este comando mostra na tela do usuário o resultado da simulação da variável escolhida, abrindo um relatório em um arquivo de texto

3.5.2.2 Export

A partir do comando export, é possível exportar para um arquivo externo diversos resultados obtidos na simulação. O formato é em arquivo .CSV e permite a utilização destes resultados em outras ferramentas como o Excel, Matlab, etc. Nestes softwares externos podem ser elaboradas novas formas de visualização e análise dos dados disponibilizados pelo OpenDSS.

3.6 Considerações Finais

Este capítulo apresentou a ferramenta OpenDSS, mostrando as características de funcionamento interno do software. Além disso, apresentou-se a sintaxe para os elementos e modos de solução utilizados nesta simulação, que englobam diversos sistemas de distribuição, mostrando como cada elemento é definido. Por fim, viu-se as opções de visualização para disponibilização dos resultados de simulações feitas pelo OpenDSS.

4 ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

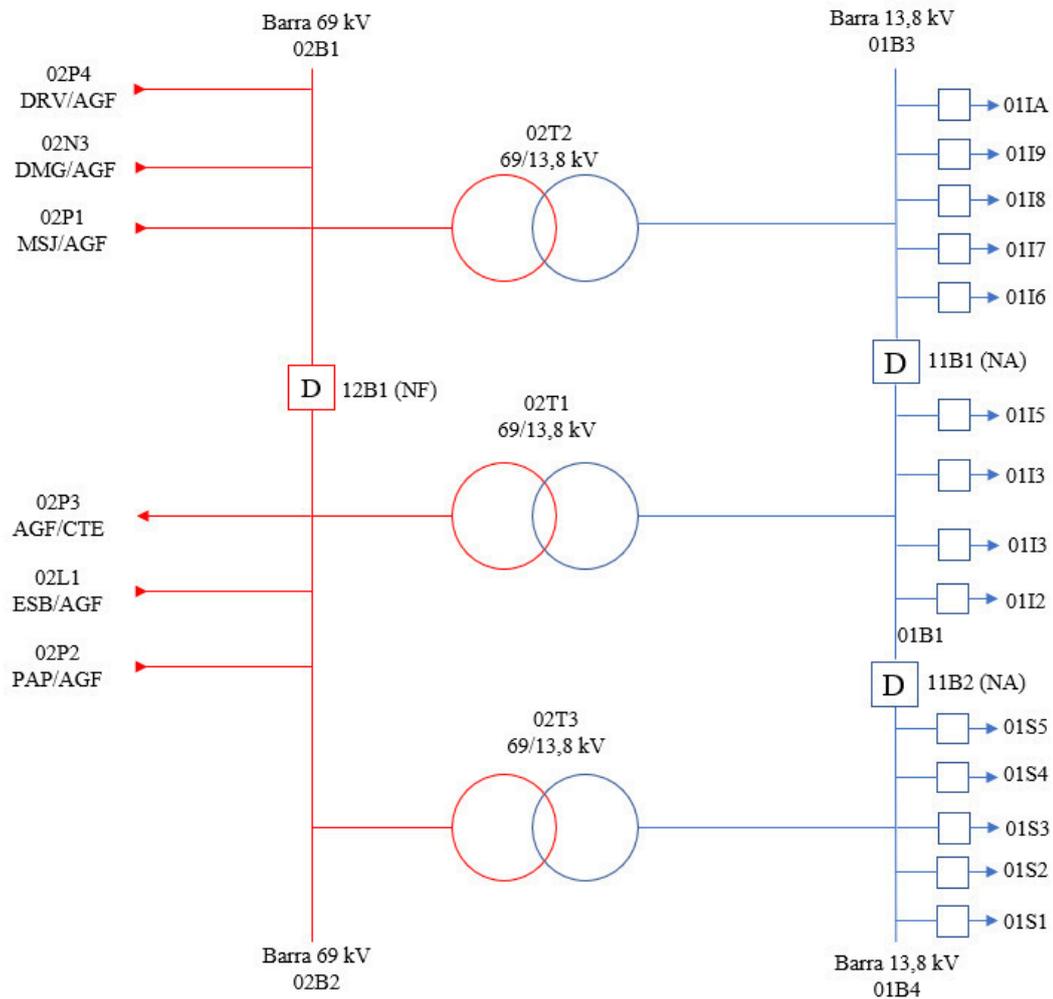
4.1 Introdução

Este capítulo tem como objetivo apresentar as principais características da rede de distribuição modelada simulada no OpenDSS para estudo do seu comportamento quando exposta a diferentes cenários de inserção de GDs. Ao longo do capítulo são apresentados também premissas definidas para cinco cenários de simulações, considerando diferentes níveis de carga e penetração da geração distribuída fotovoltaica no sistema.

4.2 Sistema de distribuição de energia real

O sistema de distribuição escolhido para este estudo é o alimentador 01I2, suprido pela subestação distribuidora Água Fria (SED AGF), localizada no bairro Edson Queiroz em Fortaleza pertencente à Enel Distribuição Ceará (EDC). Na Figura 44 é apresentado o diagrama unifilar simplificado da SED AGF com a representação dos seus respectivos vãos. Conforme pode ser observado na Figura 44, a SED AGF possui 5 vãos de entrada de linha em 69 kV, 1 vãos de saída de linha em 69 kV, três transformadores de potência 20/26,6/33,2 MVA com comutador de derivação sob carga (CDC), 6 vãos de banco de capacitores e 14 vãos de saída de alimentadores. Os três transformadores estão conectados em barramentos separados por disjuntores

Figura 44: Diagrama unifilar simplificado da SED AGF



Fonte: Elaborada pelo Autor.

O alimentador 01I2 está conectado na barra 01B1, do transformador 02T1. Os dados referentes a impedância reduzida nas barras e da placa do transformador estão dispostos no ANEXO A deste documento.

O alimentador 01I2 escolhido para o estudo possui atualmente 143 transformadores de distribuição, 13.800– 380/220 V, sendo 111 de propriedade da EDC que atendem os clientes conectados na baixa tensão e 32 transformadores particulares, de clientes atendidos diretamente em média tensão. O alimentador, representado na Figura 45, atende os bairros Sapiranga, José de Alencar, Lagoa Redonda e Sabiaguaba, na cidade de Fortaleza-CE.

Figura 45: Visão Área do alimentador AGF-01I2



Fonte: Enel Distribuição Ceará, 2018

Para esta análise, modelou-se o vão de transformação da SED AGF a partir da barra de 69 kV da subestação e o sistema de distribuição em média tensão. A partir da modelagem da rede são avaliados os impactos da geração fotovoltaica no sistema.

A seguir são apresentadas todas as premissas adotadas na elaboração do estudo do alimentador 01I2.

4.3 Premissas de simulação

4.3.1 Cargas

As cargas do sistema foram modeladas para simulação em quatro patamares ao longo do dia, compatível com os dados de consumo obtidos da extração da base de dados. Os patamares são igualmente espaçados em 6 horas, definidos como:

Madrugada: Período entre as 00:00 h e 06:00h

Manhã: Período entre as 06:00 h e 12:00h

Tarde: Período entre as 12:00 h e 18:00h

Noite: Período entre as 18:00 h e 24:00h

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) define postos tarifários, que diferenciam a contratação e faturamento ao longo do dia. De acordo com a Resolução Normativa (REN) nº 414 (2010):

Horário de ponta refere-se ao período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, com exceção feita aos sábados, domingos, e feriados nacionais.

Horário fora de ponta refere-se ao período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta e intermediário (no caso da Tarifa Branca).

Na EDC, o horário de ponta é durante as 17:30 às 20:30 de segunda a sexta. A tarifa mais alta visa desestimular o consumo de energia neste horário, pois o sistema elétrico recebe cargas altas referentes a iluminação das cidades e o retorno da população as suas residências. Como agravante, a capacidade de geração é reduzida pois neste horário a geração fotovoltaica já é praticamente inexpressiva devido à ausência do sol.

Para amenizar o efeito de possíveis erros de cadastro e leitura, os valores de consumo dos clientes foram parametrizados utilizando medições reais do alimentador, que poderiam vir a ocasionar resultados não coerentes com a realidade do sistema. Além disso, o fator de potência de todas as cargas foi considerado 0,92, o que retrata uma condição conservativa de carregamento máximo em que todos os clientes respeitam os limites impostos pela ANEEL.

O consumo daqueles clientes conectados ao sistema de baixa tensão está acumulado no ponto referente ao transformador de distribuição que os alimenta. Portanto, cada transformador conectado à rede de distribuição, de propriedade da concessionária ou de terceiros, contém a curva de carga resultante do consumo de todos os clientes a ele conectados, permitindo a simulação do impacto destes clientes no sistema de média tensão, que é o foco deste trabalho.

Por fim, todas as cargas adicionadas estão distribuídas igualmente entre as três fases A, B e C do sistema, resultando em um fluxo de potência trifásico balanceado. A análise de um fluxo desbalanceado requer a obtenção e validação das informações de conexão do cliente, e não é contemplada nesta simulação.

4.3.2 Chaves

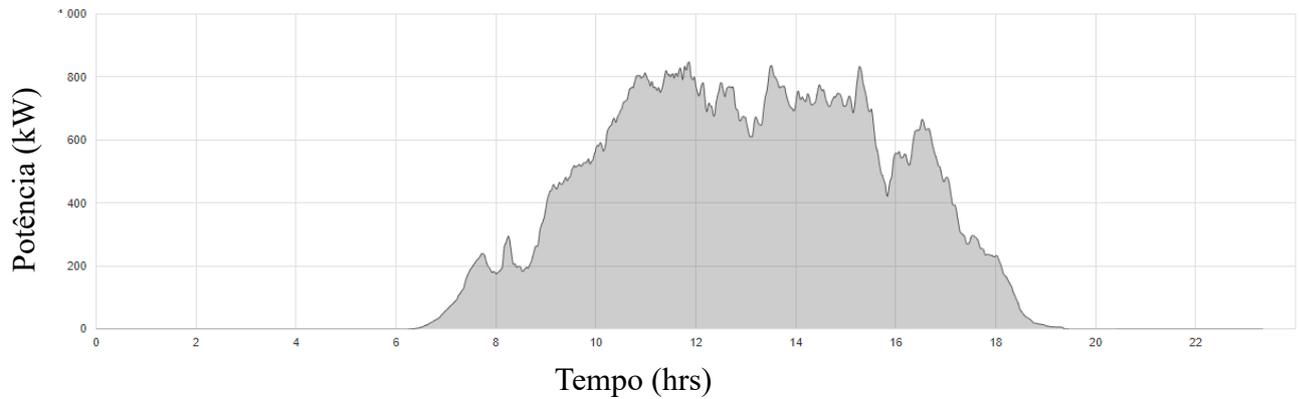
A extração das informações das chaves contém a localização georreferenciada, estado e tipo de todas as chaves dentro do sistema. As chaves podem ser do tipo chave faca, fusível, disjuntor e etc. Cada um desses elementos possui diferentes especificações que expressam suas características nominais e de interrupção.

Nesta simulação, utilizou-se apenas as informações de localização e estado, que permitem a conexão e desconexão dos trechos e clientes, declaradas no OpenDSS conforme mostrado no item 4.4 do capítulo 3. Assim, podemos avaliar o fluxo nas mesmas condições operacionais do sistema, mantendo a configuração do alimentador ativa no momento da extração.

4.3.3 Sistema Fotovoltaico

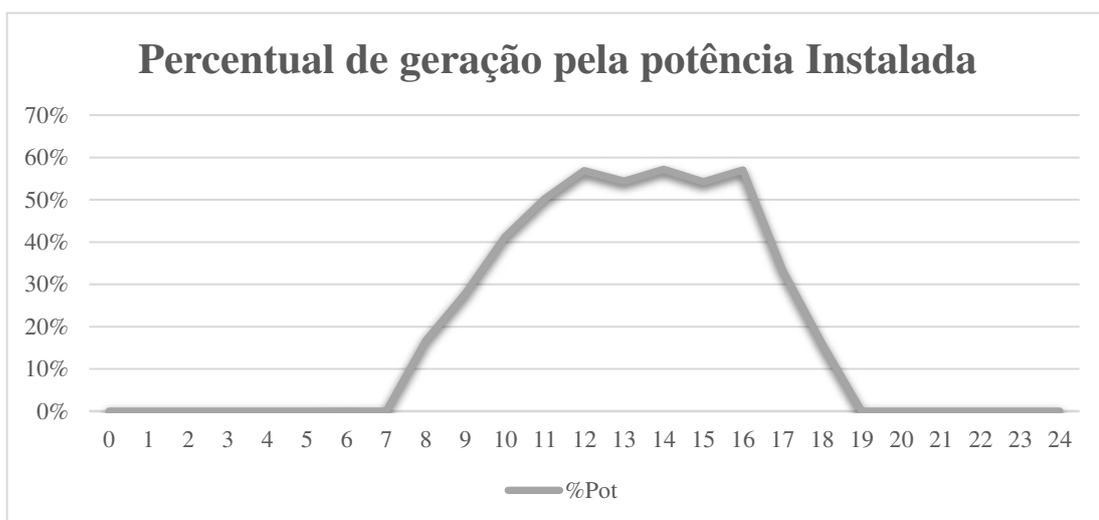
Para modelagem dos sistemas fotovoltaicos a serem conectados na rede, tomou-se como base a curva de geração fotovoltaica do Sistema Interligado Nacional (SIN). Esta curva contém os dados de medição acumulada de todos os sistemas fotovoltaicos conectados no bloco Nordeste. Os dados são disponibilizados na página do Operador Nacional do Sistema (ONS), como ilustra a Figura 46.

Figura 46: Curva de Geração Fotovoltaica do Sistema Interligado Nacional



Sabe-se que a potência instalada de geradores fotovoltaicos conectados ao SIN é de aproximadamente 1.433,6 MW, conforme indicado no Banco de informações de Geração (BIG) da ANEEL. Ao dividir os valores da medição da Figura 44 pela potência nominal, obtém-se um fator multiplicativo percentual que permite encontrar a potência gerada a partir da instalada. Como a simulação no OpenDSS será diária, com passo de 1h, utilizou-se o valor de pico de cada hora para encontrar um valor percentual que representará a geração do painel em relação à potência nominal em determinado horário. A curva possui formato similar a curva de geração do SIN, como pode ser visto na Figura 47.

Figura 47: Curva horária percentual de geração fotovoltaica



Fonte: Elaborado pelo autor

A utilização deste fator é uma alternativa a inclusão isolada dos dados de irradiância, eficiência e temperatura de operação dos inversores, uma vez que a utilização destas variáveis requer a escolha e especificação de um tipo de placa fotovoltaica. Os dados de medição representam sistemas reais já instalados e, portanto, uma relação entre a potência nominal e a curva de geração já engloba os fatores de irradiância, eficiência e temperatura citados. Além disso, ao utilizar a curva de geração da ONS, leva-se em conta todos os diferentes tipos de inversores conectados, o que é satisfatório para a simulação de cenários da expansão dessa geração no sistema, pois cada cliente que conectar-se na rede pode optar por uma diferente tecnologia, alterando sua potência gerada final.

Os sistemas fotovoltaicos foram instalados nas mesmas barras onde as cargas estão conectadas, simulando a compensação local da energia.

4.4 Script Construtor

A obtenção dos dados construtivos e de consumo necessários para a simulação foi feita por meio de uma extração da base de dados de equipamentos e de consumo. Através de uma extração já existente no formato utilizado pela ferramenta INTERPLAN, fornecida pela concessionária, efetuou-se a conversão dos dados contidos em um arquivo .TXT para contemplar os scripts de definição de elementos do OpenDSS, por meio da ferramenta Excel.

O arquivo de texto utilizado pelo INTERPLAN dispõe as informações separadas por ponto e vírgula, como mostra a Figura 48.

Figura 48: Extração de dados do Interplan

```

TRAFO_SE;
9111750;AGF02T1;9111749;2;20;25;69;13,8;13,8;0;35,76;0;35,76;18,25;80,03;01B1;
9111751;AGF02T2;9111749;2;20;26,667;69;13,8;13,8;0;36,47;0;36,47;21,141;112,312;01B3;
CIRCUITO;
9111752;AGF01I1;9111749;25312886;13800;13800;01B1;
BARRA;
9111754;INICIO_AGF01I1;9111752;558460;9581001;
9111755;COMT_AGF01I1;9111752;558460;9581001;

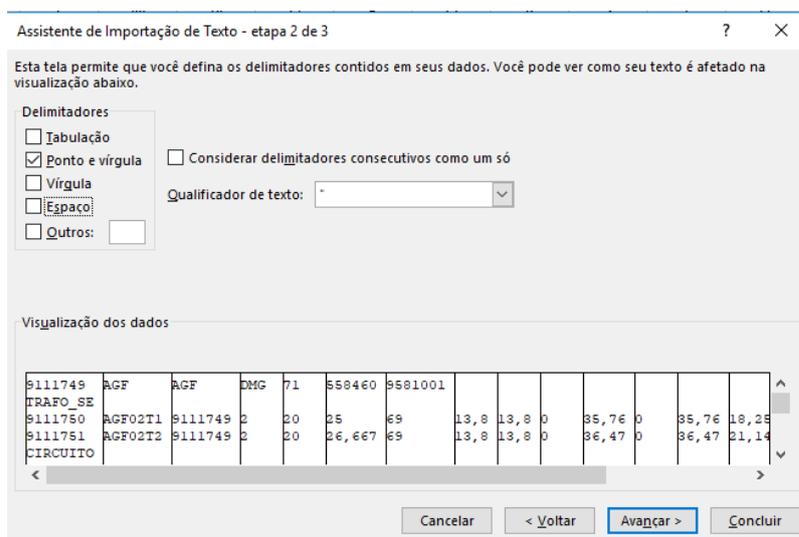
```

Fonte: Enel Distribuição Ceará

A disposição de dados em arquivos de texto separados por um caractere comum, neste caso uma vírgula, facilita a importação para o Excel. Na Figura 49, têm-se a tela do assistente de importação de texto do programa, que pode ser acessado a partir da aba “dados”.

Ao selecionar a importação de dados a partir de um arquivo de texto, o Excel permite a escolha de um caractere definido pelo usuário como o delimitador das colunas, dispondo os dados separadamente em células separadas.

Figura 49: Assistente de importação, limitação de colunas por ponto e vírgula



Fonte: Elaborado pelo autor

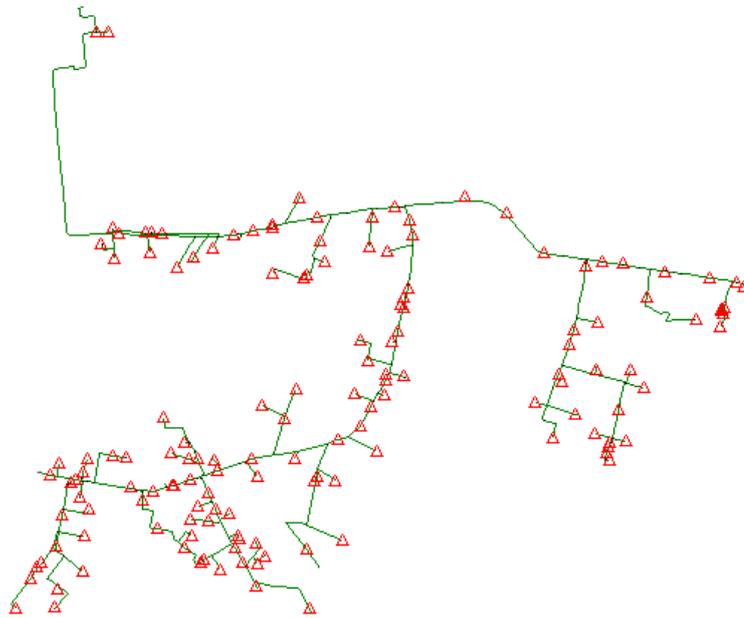
Uma vez inseridos dentro do excel, criou-se regras de concatenação de texto dentro da planilha onde a base foi importada, de forma a dispor as informações dos equipamentos nos padrões dos scripts do OpenDSS. A concatenação de texto no Excel é possível através da utilização da função interna CONCATENAR() ou utilização do conector símbolo “&” entre textos. Com as definições dos equipamentos no formato do OpenDSS, criaram-se os arquivos de texto em formato .DSS utilizados nesta simulação. Todos os códigos escritos e gerados para este trabalho estão disponíveis em repositório online, no endereço: <https://github.com/greif-ufc/TCC/tree/master/2018.2/Mateus%20Jonathan%20dos%20Santos%20Tavares>

Com o intuito de atribuir valores de demanda das cargas próximos da realidade do alimentador e corrigir erros de cadastro na simulação, as curvas de carga foram parametrizadas a partir da medição da máxima anual em um dia útil, do ano de 2017. Desta forma, a rede pode ser simulada dentro de um cenário equivalente ao real, convergindo a resultados bem próximos da medição.

4.5 Cenários de simulações do alimentador de distribuição

Foram definidos cinco cenários de simulação, com o intuito de analisar os impactos da inserção das GD no alimentador 02I2. Os sistemas fotovoltaicos dos cenários foram instalados nas mesmas barras onde as cargas estão conectadas, como pode ser visto na Figura 50. Em verde, tem-se os trechos que formam o sistema de distribuição MT do alimentador. Os triângulos vermelhos são os transformadores conectados, onde instalou-se geração fotovoltaica.

Figura 50: Pontos de geração e cargas no OpenDSS



Fonte: Elaborado pelo Autor

Cada sistema fotovoltaico foi definido separadamente com base em um percentual da potência total da carga a qual ele está ligado, de forma que a potência injetada total resulte em um mesmo percentual da carga instalada no alimentador. Na Tabela 6 é apresentado um resumo das características dos cinco cenários estudados.

Tabela 6: Resumo dos cenários de simulação do alimentador 01I2.

Cenários	Considerações adotadas nos testes
0	Condição normal de operação sem GD fotovoltaica no alimentador 01I2. Este cenário representa a simulação da máxima anual em um dia útil. Os resultados deste cenário servem base comparativa para avaliar os impactos da injeção de potência.
1	Condição de injeção moderada de potência de GD no alimentador 01I2, representada por uma potência nominal de GD igual a 20% da carga instalada. Nesta simulação, pode-se avaliar uma situação em que a potência máxima de GD deve ficar inferior a carga mínima do sistema, não devendo apresentar fluxo reverso ou nulo chegando na SED AGF.
2	Condição de simulação no horário de demanda máxima em que a geração solar está ativa e a potência gerada pelas GD é igual potência demanda pelas cargas do alimentador 01I2. Nesse caso, a potência nominal da GD é simulada com valor igual a 50% da carga instalada. Espera-se a detecção de fluxo reverso ou nulo chegando na SED AGF., devido a diferença no perfil das curvas de carga e de geração.
3	Condição de simulação com a potência nominal da geração distribuída igual a 100% da carga instalada. O intuito deste cenário é avaliar uma situação de estresse da rede ocasionado pelos geradores.
4	Repete a mesma potência injetada do terceiro cenário, porém as cargas do sistema foram reduzidas em 50%, mantendo-se suas curvas. Esta situação visa mostrar os efeitos da geração sobre a carga de um dia não útil, onde a demanda por energia é geralmente menor e o fluxo reverso deverá, conseqüentemente, ser mais elevado.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Tabela 7 contém a potência instalada de carga e geração em cada uma das simulações.

Tabela 7: Potência de geração e carga dos cenários

Cenário	Potência de Carga Instalada (kVA)	Potência de geração instalada (kVA)
0	15,266	0
01	15,266	3,0532
02	15,266	7,633
03	15,266	15,266
04	7,633	15,266

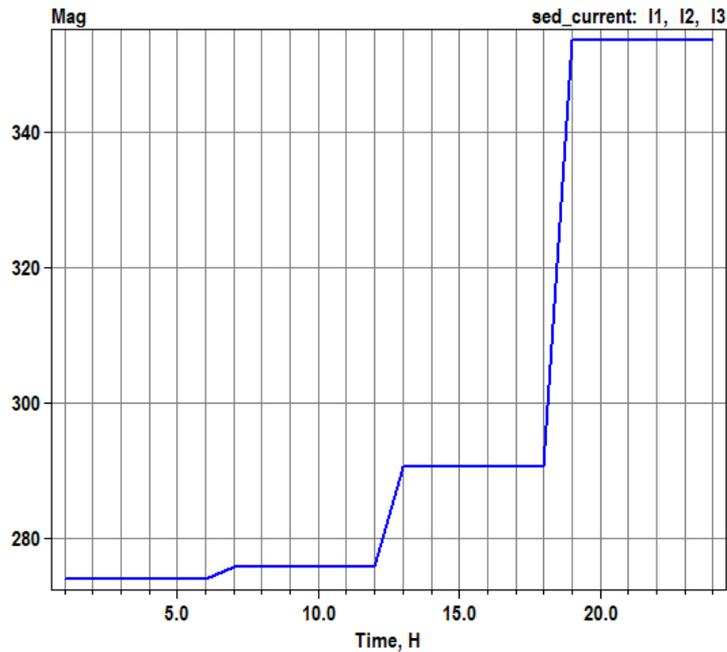
Fonte: Elaborada pelo Autor

4.6 Simulação do alimentador para o Cenário 0

A simulação do sistema em condições normais gerou a curva diária de carga mostrada na Figura 51. Conforme pode ser observado no gráfico da Figura 51, o alimentador

01I2 apresenta crescimento de carga crescente com demanda mínima na madrugada e demanda máxima à noite.

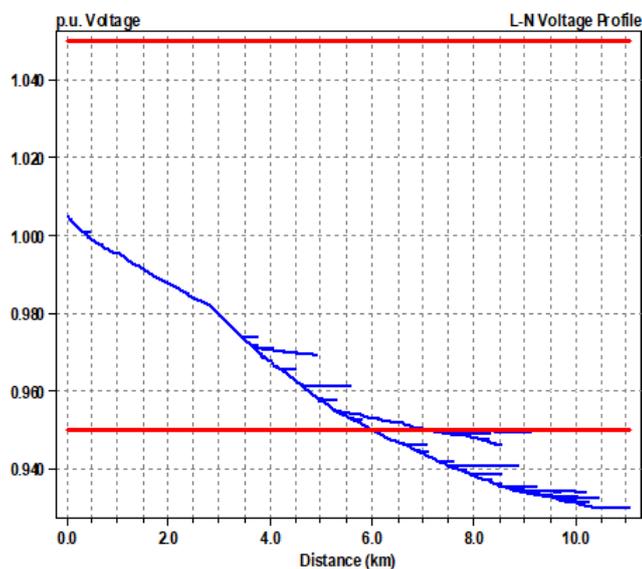
Figura 51: Curva de Carga da Subestação



Fonte: Elaborado pelo autor

Devido a limitação de armazenamento das medições no elemento EnergyMeter, foi preciso a determinação de um horário específico para a avaliação da tensão e perdas técnicas. Escolheu-se o horário de 12 horas para estas avaliações, uma vez que este é o horário que possui o pico de geração fotovoltaica e corresponde a de potência mínima de carga durante o dia a qual os geradores estarão expostos. Portanto, neste horário os impactos no sistema são maximizados. Na Figura 52 é mostrado o perfil de tensão do alimentador no horário de pico da curva de geração solar, 12 horas obtido na simulação. Neste horário, a tensão situou-se entre 0,935 PU e 1,02 PU.

Figura 52: Perfil de Tensão do cenário 0 às 12 horas.



Fonte: Elaborado Pelo Autor

Durante este mesmo horário, as perdas técnicas ativas totalizaram 259,6 kW, em que 228,7 kW são advindos das linhas e 30,8 kW dos transformadores.

O cálculo dos níveis de corrente curto-circuito foi feito através do modo de solução FaultStudy, conforme mostrado no Capítulo 3 deste trabalho. Neste estudo, foram simuladas faltas trifásicas, bifásicas e monofásicas em todas as barras do sistema, incluindo todo o barramento de 69 kV da SED AGF e todo o sistema de distribuição em MT do alimentador 01I2. Estes valores de corrente de curto-circuito são exportados pelo programa em um arquivo de texto, que então foram importados para o Excel para melhor manipulação dos dados. Na Tabela 8 são mostrados os maiores níveis de curto-circuito trifásico, bifásico e fase-terra obtidos na simulação do Cenário 0 no OpenDSS.

Tabela 8: Níveis de Curto no Cenário 0

Nome da Barra	Tensão (kV)	Icc 3 ϕ (A)	Icc 1 ϕ (A)	Icc 2 ϕ (A)
BARRA69	69	14055	6476	12172
INICIO_AGF	13,8	5862	6025	5076
COMT_AGF01I2	13,8	5857	6020	5073
PA_D_AGF01I2	13,8	5834	5968	5053
PA_D_AG3	13,8	5807	5905	5029
PA_D_AG1	13,8	5716	5706	4950

Fonte: Elaborado pelo Autor

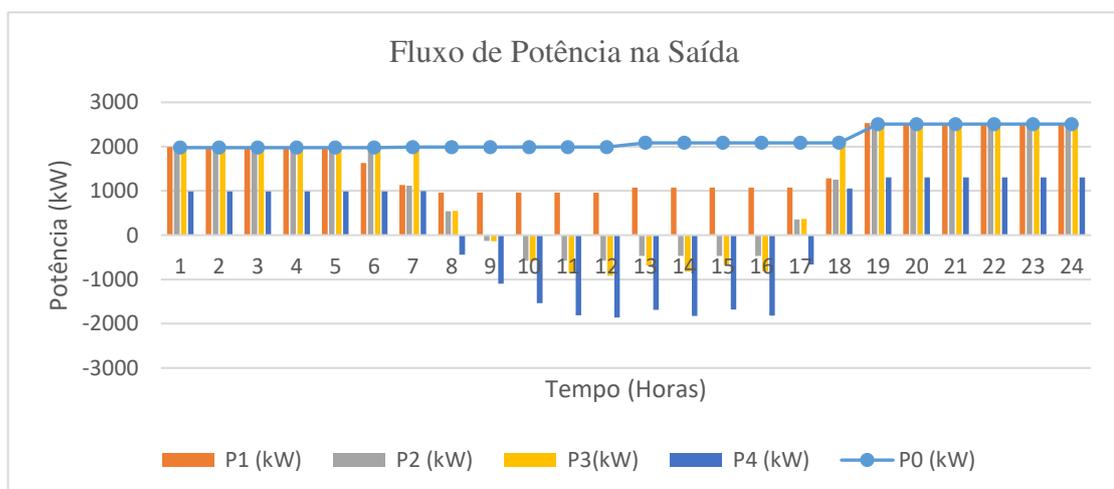
4.7 Resultados das simulações de injeção de potência no OpenDSS

A partir da medição obtida na simulação da saída da subestação, foi possível adquirir os seguintes dados referentes ao terminal conectado: potência ativa e reativa, corrente (módulo e ângulo) e tensão fase-fase e fase-neutro (módulo e ângulo). O medidor foi posicionado no primeiro terminal do disjuntor que liga o alimentador ao barramento de média tensão da subestação. No OpenDSS, os valores positivos representam a entrada de potência por um terminal, e negativo a saída pelo mesmo.

A partir dos dados de potências obtidas nas simulações, montou-se o gráfico mostrado na

Figura 53. As potências P0, P1, P2, P3, P4 são as potências ativas medidas na saída do alimentador respectivas a cada cenário de simulação.

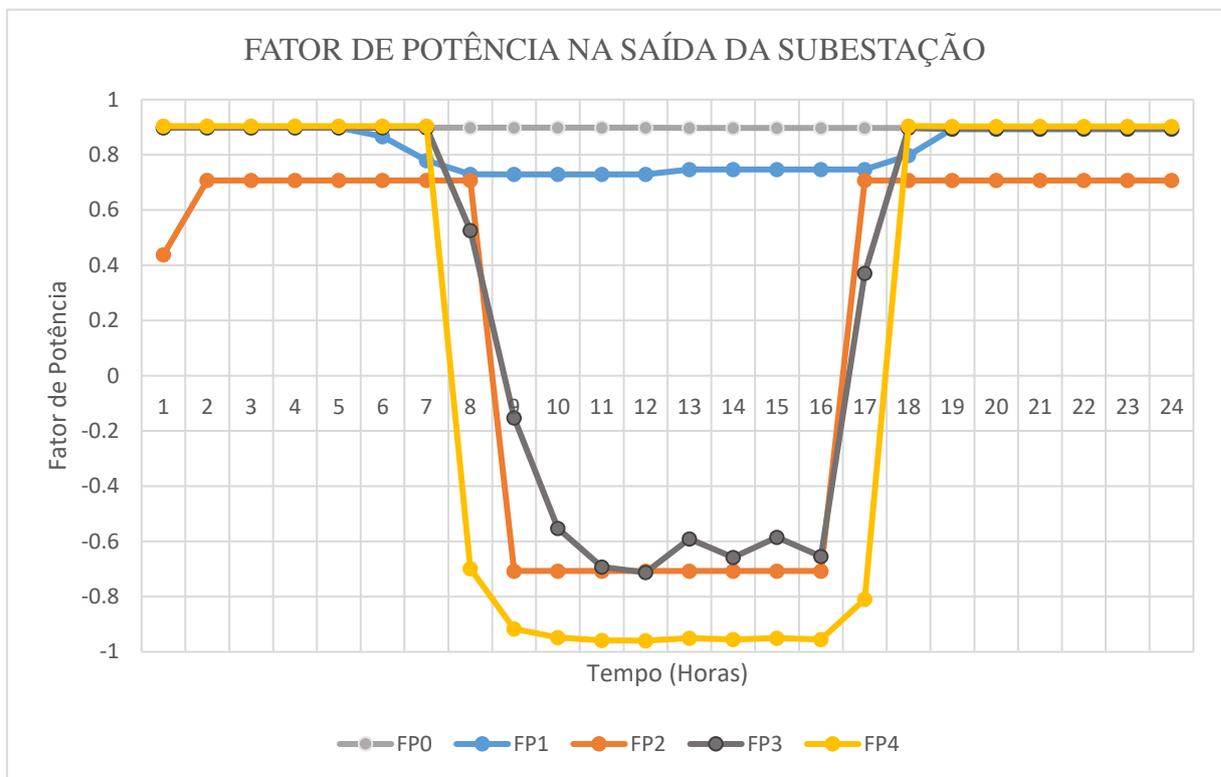
Figura 53: Medição Horária de Potência Ativa na saída do alimentador:



Fonte: Elaborado pelo autor

Como fora explicado, a potência injetada pela GD acarreta menor fornecimento de potência pela SED AGF. Pode-se ver que o período da manhã apresentou fluxo reverso de potência ativa nos cenários 2, 3 e 4. O fluxo reverso do cenário 4 é superior ao fluxo de sentido normal do cenário 1. Não existe impacto no fornecimento de potência reativa por meio da subestação de força, uma vez que o fator de potência dos inversores instalados foi considerado. Por isto, o fator de potência da subestação é afetado em todos os cenários, como ilustrado na Figura 54.

Figura 54: Curva horária de Fator de Potência



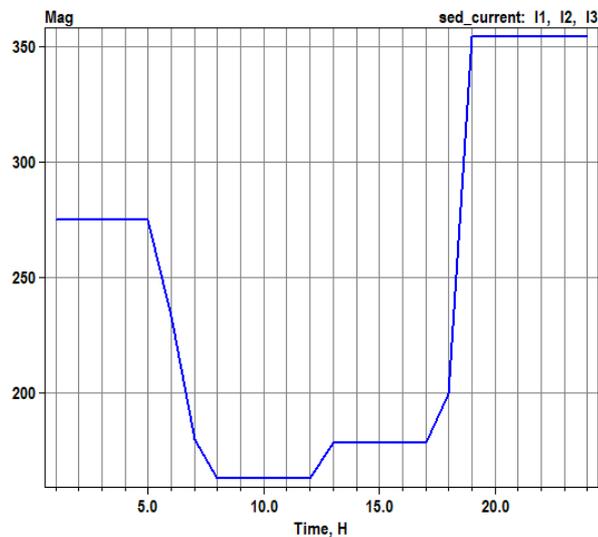
Fonte: Elaborado pelo autor.

A inversão do fluxo de potência ativa nos cenários 2, 3 e 4 faz com que o fator de potência passe de um valor positivo para um valor negativo. Nestes cenários, a potência ativa gerada nos sistemas fotovoltaicos, que trabalham com $FP=1$, supera a demanda de potência ativa das cargas. Como a potência reativa necessária para alimentação das cargas do sistema, que possuem $FP=0,92$, ainda vem da SED AGF, têm-se com resultado os fluxos de potência ativa e reativa com sentidos contrários, gerando um FPs negativos.

4.7.1 Cenário 1– 20% da potência total em geração

Esta condição, por apresentar potência moderada de geração, traz uma condição de alívio ao sistema elétrico, como pode ser visto na Figura 55. As correntes medidas na saída da subestação são menores que os valores obtidos no cenário 0, para todos os pontos em que a GD está ativa. Isto é acarretado pela diminuição da potência demanda pela fonte principal do sistema, que neste cenário leva a redução da corrente na saída do alimentador.

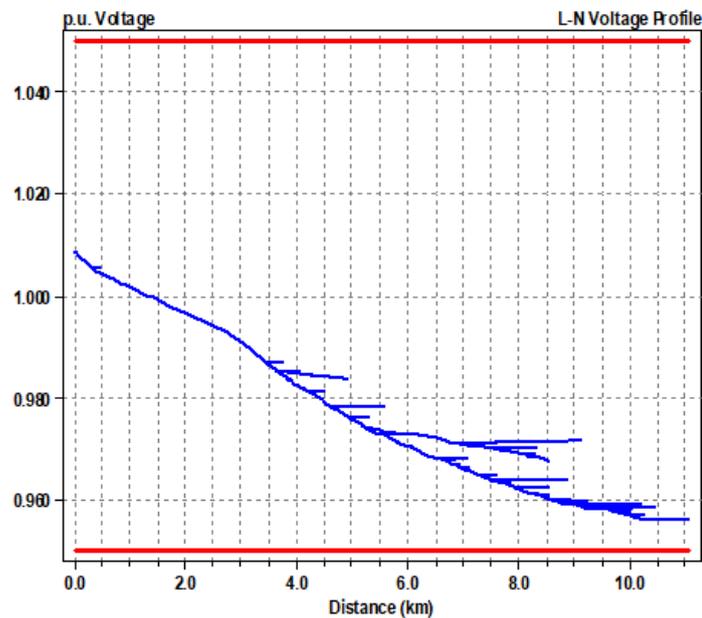
Figura 55: Carregamento Diário no Cenário 1



Fonte: Elaborado pelo Autor

Estes menores carregamentos impactam em uma menor queda de tensão ao longo do alimentador, conforme mostrado Figura 56.

Figura 56: Perfil de Tensão para simulação do cenário 1, às 12 horas.



Fonte: Elaborado pelo Autor

Pode-se ver que a GD elevou o nível de tensão ao longo de todo o alimentador. A tensão mínima aqui ficou em 0,958 P.U., enquanto a máxima foi de 1,01 PU. As perdas ativas foram de 79,7 kW para linhas e 24,1 kW em transformadores, totalizando 103,8 kW, que uma redução de aproximadamente 60,01% quando comparado ao cenário 0.

Tabela 9: Comparação das perdas entre os cenários 0 e 1

Perdas Ativas	Cenário 0	Cenário 1
Linhas (kW)	228,7	79,1
Transformadores (kW)	30,8	21,4
Total (kW):	259,5	103,8

A contribuição dos geradores solares para as faltas no sistema foi mínima, mantendo os maiores níveis de curto na média tensão praticamente inalterados, como mostra a Tabela 10. O aumento dos níveis de curto-circuito nas barras ficou nas seguintes faixas: 0,135% a 4,247% para curtos trifásicos e bifásicos, e entre 0,031% a 1,606% para curtos monofásicos.

Tabela 10: Níveis de Curto-Circuito no Cenário 1

Nome da Barra	Tensão (kV)	Icc 3 ϕ (A)	Icc 1 ϕ (A)	Icc 2 ϕ (A)
BARRA69	69	14074	6478	12188
INICIO_AGF	13,8	5921	6066	5127
COMT_AGF01I2	13,8	5916	6062	5124
PA_D_AGF01I2	13,8	5894	6009	5104
PA_D_AG3	13,8	5866	5946	5080
PA_D_AG1	13,8	5777	5746	5003

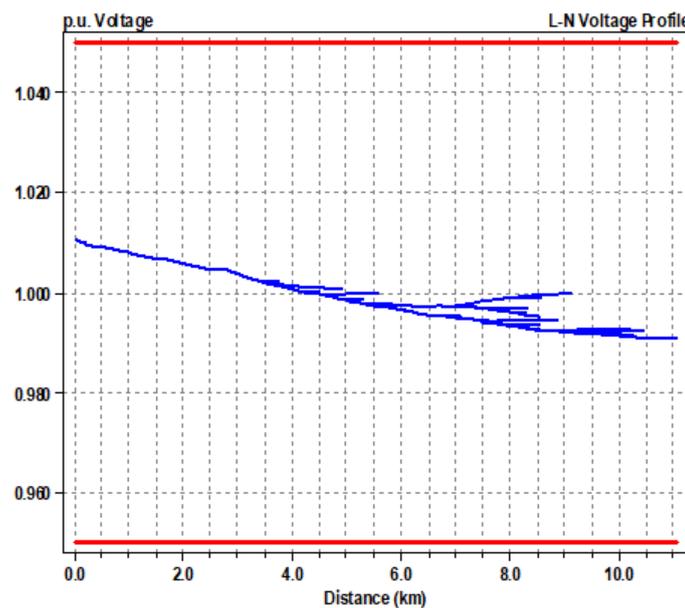
Fonte: Elaborado pelo autor

4.7.2 Cenário 2- 50% da potência total em Geração

Devido a curva de geração possuir coeficientes maiores que a de carga durante o dia, é possível atingir inversão do fluxo de potência ativa com 50% da potência total de carga em geração.

Na Figura 57 é mostrado o perfil de tensão obtido na simulação no OpenDSS. Pode-se ver que nestas condições, as variações de tensão ao longo de todo o alimentador são pequenas, com máximo de 1.01 P.U. na saída do alimentador e mínimo de 0.99 P.U. a 12 km da subestação. Em alguns pontos do gráfico, observa-se a elevação da tensão com o aumento da distância, o que mostra que nesta parte do circuito, a corrente flui no sentido carga-subestação.

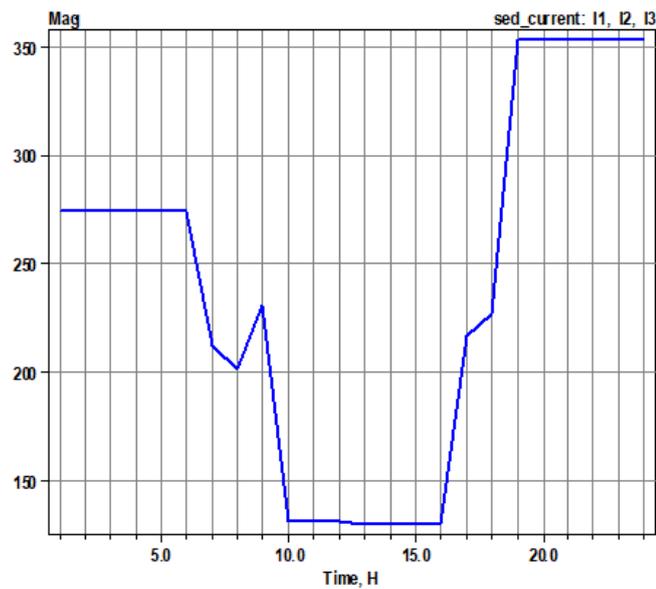
Figura 57: Perfil de Tensão para simulação do cenário 2, às 12 horas.



Fonte: Elaborado pelo Autor

Nesse caso as perdas ativas totalizam 81,3 kW, em que 55,4 kW advém das linhas e os 25,9 kW restantes dos transformadores do circuito. As perdas técnicas neste cenário são ainda menores que o valor obtido no cenário 1, com uma redução de 68,68% em relação ao cenário 0. Esta redução nas perdas também pode ser vista na redução da corrente na saída da subestação, conforme mostrado na Figura 58.

Figura 58: Carregamento Diário no Cenário 2



Fonte: Elaborado pelo Autor

O acréscimo na potência dos geradores fotovoltaicos traz maior impacto nos níveis de curto-circuito do alimentador, como mostra a Tabela 11. O aumento dos níveis de curto-circuito variou de 0,363% a 11,879% para curtos trifásicos e bifásicos, e de 0,108% até 4,651% para curtos monofásicos.

Tabela 11: Níveis de Curto mais elevados no Cenário 2

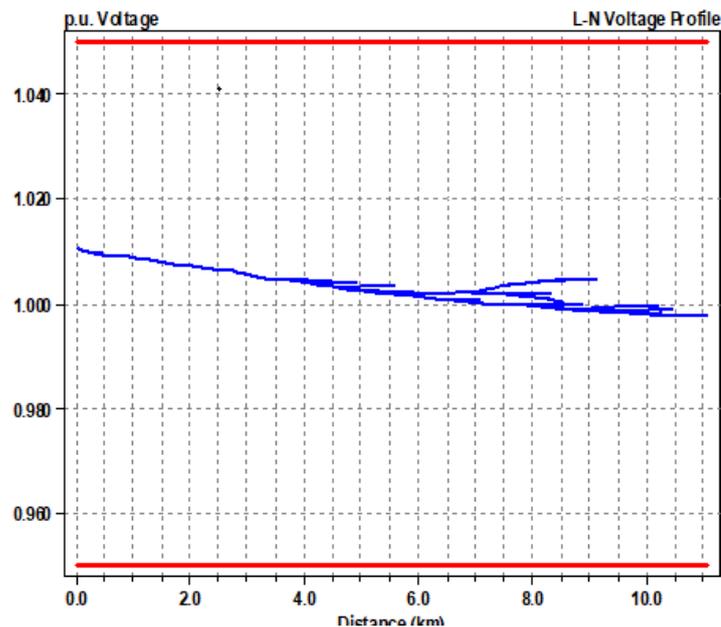
Nome da Barra	Tensão (kV)	Icc 3 ϕ (A)	Icc 1 ϕ (A)	Icc 2 ϕ (A)
BARRA69	69	14106	6483	12216
INICIO_AGF	13,8	6039	6152	5230
COMT_AGF01I2	13,8	6035	6147	5226
PA_D_AGF01I2	13,8	6013	6095	5207
PA_D_AG3	13,8	5986	6031	5184
PA_D_AG1	13,8	5899	5829	5108

Fonte: Elaborado pelo Autor.

4.7.3 Cenário 3- 100% da potência total em Geração

A Figura 59 mostra a variação de tensão ao longo do alimentador. Neste cenário, obteve-se uma elevação em geral da obtida no cenário 2, com a presença de pontos de fluxo reverso ao longo do alimentador. A tensão mínima encontrada foi de 0.998 P.U., e a máxima de 1,01 P.U.

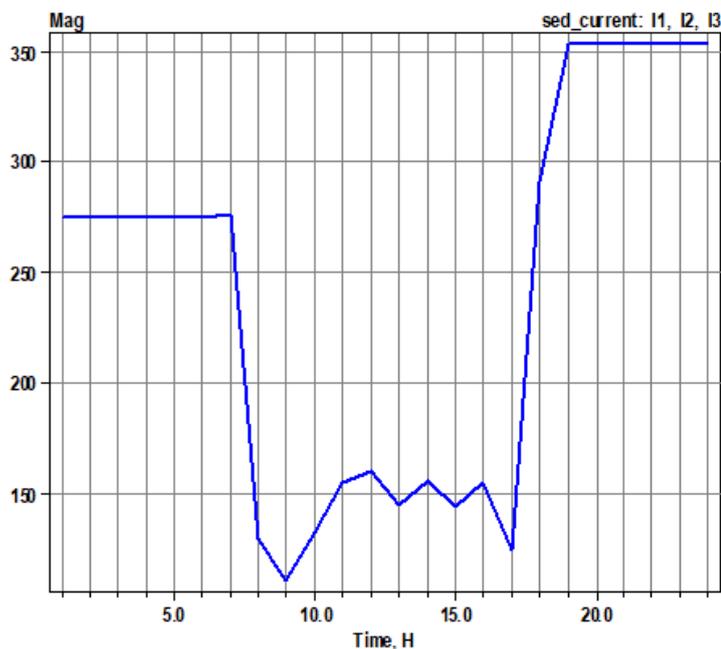
Figura 59: Perfil de Tensão do Cenário 3



Fonte: Elaborado pelo Autor.

As perdas técnicas nas linhas do circuito foram de 82 kW, que acompanhadas de 28,2 kW vindo dos transformadores totalizam 110,2 kW de perdas técnicas ativas. Embora ainda sejam valores menores que os do cenário 0, com uma redução 57,10%, estas perdas já superam os valores encontrados nos cenários anteriores. O carregamento do alimentador durante as 12 horas, visto na Figura 60, situa-se entre os cenários 1 e 2. Qualquer adição na potência total de geradores instalados ou diminuição da carga estabelecida nesse cenário deverá, portanto, aumentar a corrente que passa nos trechos e conseqüentemente o nível de perdas totais do sistema.

Figura 60: Carregamento do Cenário 3



Fonte: Elaborado pelo Autor

A Tabela 12 traz os 6 maiores níveis de curto-circuito do alimentador 01I2 obtidos nas simulações. A elevação dos níveis de curto trifásico e bifásico deste cenário permaneceu entre 0,761% e 27,182%. Por sua vez, o aumento dos níveis de curto monofásico permaneceu na faixa de 0,247% a 10,816%. Estes aumentos podem ser consideráveis ao longo do alimentador e provocar a superação da capacidade de certos equipamentos como chaves e disjuntores ao longo do circuito.

Tabela 12: Níveis de Curto Cenário 3

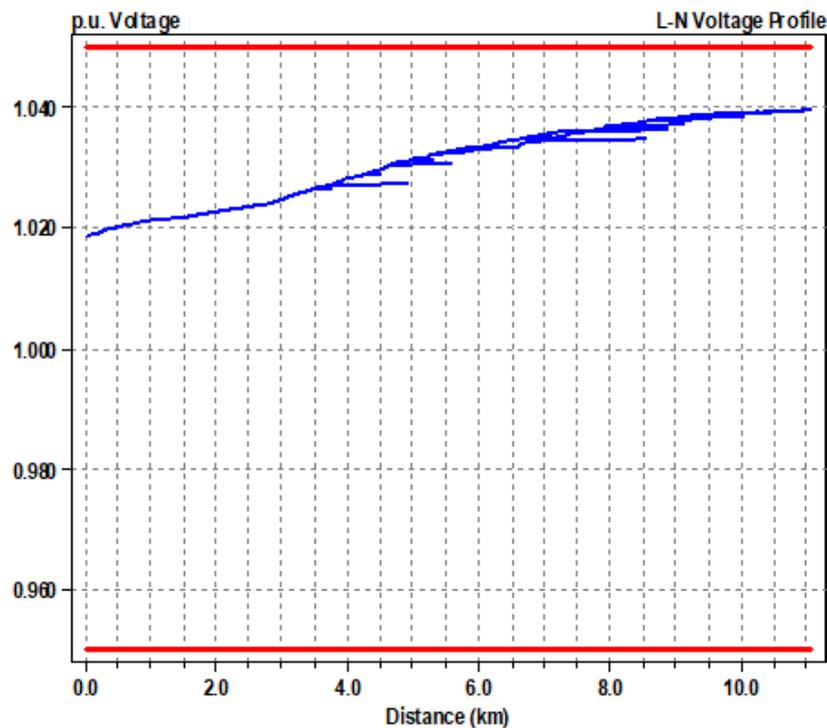
Nome da Barra	Tensão (kV)	Icc 3 ϕ (A)	Icc 1 ϕ (A)	Icc 2 ϕ (A)
BARRA69	69	14162	6492	12264
INICIO_AGF	13,8	6277	6325	5436
COMT_AGF01I2	13,8	6273	6320	5433
PA_D_AGF01I2	13,8	6252	6266	5414
PA_D_AG3	13,8	6226	6201	5392
PA_D_AG1	13,8	6141	5995	5318

Fonte: Elaborado pelo Autor

4.7.4 Cenário 4- 100% da potência total em Geração durante carga leve

Este último cenário mostra a pior condição do sistema simulado. A diminuição das cargas aumenta o fluxo reverso de potência, o que eleva ainda mais o nível de tensão quando comparado aos outros cenários, como mostra a Figura 61. A inversão do fluxo é tamanha que ocasiona uma queda de tensão negativa em praticamente todo o alimentador, fazendo a tensão aumentar à medida que se aumenta a distância da subestação da subestação. A tensão mínima é de 1,018 PU na saída da subestação, enquanto a máxima é de 1,040 PU.

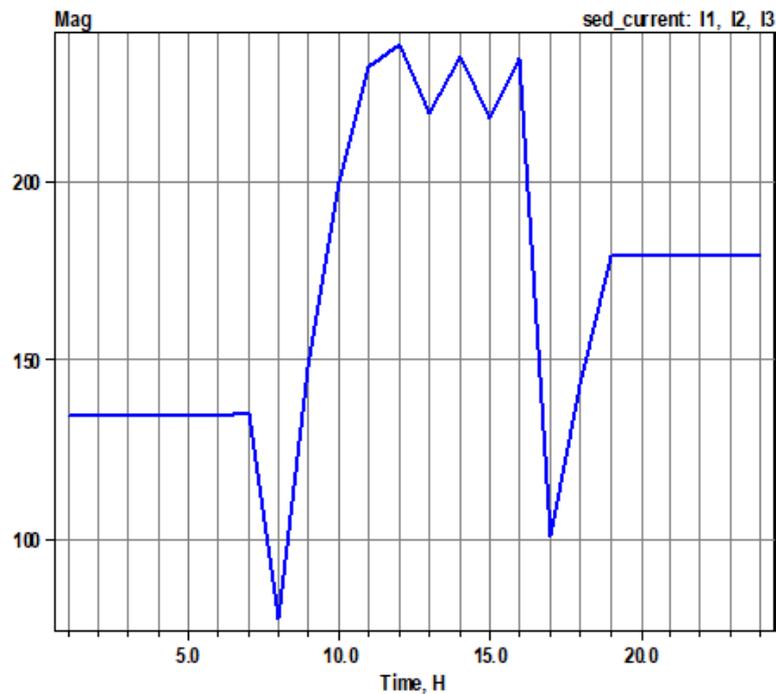
Figura 61: Perfil de tensão para simulação do Cenário 4, às 12 horas



Fonte: Elaborado Pelo Autor

O pico de carregamento deste cenário ocorre nos horários em que a geração está ativa, conforme a Figura 62. Como mencionado na análise do cenário 3, a diminuição da carga aqui proposta aumentou os níveis de corrente fornecidos pelas GD na saída do alimentador.

Figura 62: Carregamento Diário do Cenário 4



Fonte: Elaborado pelo Autor

As perdas técnicas ativas deste cenário superam todos os outros, com valor total de 211 kW. Estas perdas dividem-se em 32,9 kW de transformadores e 178,1 kW de linhas somam 203,79kW. Isto ocorre devido ao aumento das correntes reversas que passam em todos os trechos do alimentador, decorrente da diminuição da carga. Ao simular o circuito com as cargas reduzidas sem as gerações, encontrou-se 77,4 kW. Portanto, a adição dos geradores durante a carga leve aumenta as perdas técnicas ativas em 172,6%.

Como neste caso não foram adicionados geradores ao sistema, os níveis de curto mais elevados permaneceram similares ao obtido no cenário 3, como mostrado na Tabela 13. Porém, os valores calculados pelo OpenDSS são diferentes pois as cargas foram reduzidas não pela adoção de uma curva de carga menor, mas sim pela diminuição da potência instalada, que influi no cálculo de admitância realizado dentro da ferramenta. Os níveis de curto-circuito trifásico e bifásico tiveram aumento entre 0,825% e 31,746%, enquanto o monofásico teve acréscimo na faixa de 0,463% e 5,866%, em comparação ao cenário 0.

Tabela 13: Níveis de Curto Cenário 4

Nome da Barra	Tensão (kV)	I _{cc} 3 ϕ (A)	I _{cc} 1 ϕ (A)	I _{cc} 2 ϕ (A)
BARRA69	69	14171	6506	12273
INICIO_AGF	13,8	6301	6360	5457
COMT_AGF01I2	13,8	6297	6356	5453
PA_D_AGF01I2	13,8	6276	6301	5435
PA_D_AG3	13,8	6250	6235	5413
PA_D_AG1	13,8	6166	6027	5340

Fonte: Elaborado pelo Autor

4.8 Considerações finais

Todas as simulações foram realizadas por meio da ferramenta OpenDSS, que permitiu a análise da qualidade do produto da energia, assim como os níveis de curto-circuito em diferentes cenários de geração. A ferramenta mostrou-se robusta e proveu resultados coerentes, agregando diferentes análises dentro de um único programa.

Os cenários aqui propostos permitiram a visualização dos impactos mencionados na teoria, incentivando assim a pesquisa e investimento em formas de mitigação e prevenção dos mesmos, para permitir a melhor interação possível entre as gerações e os sistemas de distribuição.

5 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

5.1 Conclusão

As simulações e cenários propostos permitiram visualizar os efeitos da geração distribuída ao longo do alimentador 01I2 suprido pela subestação Água Fria. O **Cenário 1**, com carga instalada total de 15,27 MVA e potência de geração solar fotovoltaica de 3,06MW, trouxe uma melhoria geral nos níveis de qualidade da energia. A tensão elevou-se em relação ao cenário 0, o suficiente para deixar a tensão dentro dos limites regulatórios sem utilização de bancos reguladores ao longo do alimentador. As perdas técnicas diminuíram em 66,71%. O aumento dos níveis de curto-circuito nas barras ficou nas seguintes faixas: 0,135% a 4,247% para curtos trifásicos e bifásicos, e entre 0,031% a 1,606% para curtos monofásicos, devendo não causar maiores impactos no sistema.

O **Cenário 2** possui carga instalada total de 15,27 MVA e potência de geração solar fotovoltaica de 7,635MW. As tensões aqui continuam a aumentar, com valor máximo de 1,01 P.U. na saída do alimentador e mínimo de 0,99 P.U., com pontos em que a tensão aumenta no sentido subestação-carga, indicando a inversão do sentido da corrente. Esta inversão ocorre devido ao fluxo reverso gerado pela diferença entre as curvas de carga e geração. O aumento dos níveis de curto-circuito em relação ao cenário 0 variou de 0,363% a 11,879% para curtos trifásicos e bifásicos, e de 0,108% até 4,651% para curtos monofásicos. As perdas técnicas no horário simulado foram de 81,3 kW, representando uma redução de 69,71% da potência total de carga do sistema.

O **Cenário 3** possui carga instalada total de 15,27 MVA e potência de geração solar fotovoltaica de 15,27MW. O perfil de tensão possui formato similar ao visto no cenário 2, porém com variações ainda menores. A tensão mínima encontrada foi de 1,018 P.U., enquanto a máxima foi de 1,04 P.U. A elevação dos níveis de curto trifásico e bifásico deste cenário permaneceu entre 0,761% e 27,182%. Por sua vez, o aumento dos níveis de curto monofásico permaneceu na faixa de 0,247% a 10,816%. As perdas ativas totalizam 102,58 kW, representando uma redução 57,10% quando comparado ao caso. É importante notar que tais perdas superam os valores obtidos nos cenários 1 e 2, indicando que a redução das cargas e aumento da potência de geradores conectados trará um aumento no carregamento dos trechos e consequente aumento das perdas técnicas.

O **Cenário 4** possui carga instalada total de 7,26 MVA e potência de geração solar fotovoltaica de 15,27MW. Esta situação representa o maior impacto da geração distribuída em um alimentador, devido a carga reduzida, característica de um dia não útil. O fluxo reverso é tão elevado que promove a inversão da queda de tensão no alimentador, fazendo com que a tensão sempre aumente com a distância da subestação. A tensão mínima foi de 1,02 PU na saída da subestação, enquanto a máxima foi de 1,038 PU. Durante a carga reduzida, o máximo carregamento do alimentador ocorre durante os horários momento em que a geração é máxima e as correntes superam as magnitudes observadas em todos os cenários anteriormente analisados. Com 211,7kW de perdas técnicas ativas, este cenário possui o maior valor de perdas dos cenários propostos. Este valor representa um aumento de 172,6% quando comparado aos 77,4 kW encontrados quando se simulou as cargas reduzidas sem as gerações.

A geração solar distribuída vem popularizando-se e possui grandes expectativas de expansão no setor brasileiro. A partir do estudo feito, comprovou-se que a exposição a níveis moderados de injeção de potência fotovoltaica traz benefícios para a qualidade da energia, representando uma condição de alívio do sistema durante períodos em que a carga é suficiente. Porém, em níveis mais elevados de geração, a exposição afeta negativamente todo o sistema, prejudicando a qualidade da energia, níveis de curto-circuito e carregamentos. Vale salientar ainda que em todos os níveis de injeção teve-se piora do fator de potência da subestação, que pode vir a prejudicar a distribuidora com a fiscalização de agentes e reclamação de seus clientes. Os efeitos devem ser mitigados através de soluções que mantenham o sistema operando dentro dos limites regulatórios, garantindo a disponibilidade e continuidade do serviço.

A ferramenta OpenDSS mostrou-se extremamente robusta e eficaz para a análise deste sistema, fornecendo resultados coerentes e permitindo diferentes análises do SEP. Por ser uma ferramenta aberta, ela está em constante atualização e recebe contribuições de diversos usuários, permitindo acesso e contribuição dos desenvolvedores, pesquisadores acadêmicos e profissionais de engenharia.

5.2 Trabalhos Futuros

Através deste trabalho, motiva-se o estudo de sistemas que abordem não somente a geração fotovoltaica, como também outros tipos de geração distribuída, trazendo uma representação mais real da expansão das GDs no sistema. Com a visualização e estudo dos seus

efeitos, é possível a avaliação técnica de alternativas e medidas mitigatórias envolvendo manobras operacionais, redes inteligentes, armazenamento de energia e demais soluções dentro da distribuição de energia.

Além disso, podem ser feitos estudos da atuação das proteções dentro dos sistemas, analisando a sobreposição das zonas de proteção e sensibilidade dos equipamentos, considerando funções de sobrecorrente, sub e sobretensão. Também seria interessante a modelagem de mais equipamentos presentes em sistemas de distribuição, como bancos reguladores de tensão, chaves fusíveis e bancos de capacitores para compensação de fator de potência.

Outro fenômeno que pode ser analisado seria a variação da frequência de operação do sistema em diferentes condições de operação, incluindo contingências no sistema de transmissão e distribuição.

Ademais, utilizando dados de consumo e tarifa, pode-se também simular o impacto econômico devido a conexão de GDs, calculando a diminuição de receita baseado na previsão de expansão deste mercado.

REFERÊNCIAS

- ACKERMANN, Thomas; ANDERSSON, Goran; SODER, Lennart. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, Stockholm, Sweden, p. 195-204, dez. 2000
- AFIFI, S.N; DARWISH, M.K.; TAYLOR, G.A. IMPACT OF PHOTOVOLTAIC PENETRATION ON SHORT CIRCUIT LEVELS IN DISTRIBUTION NETWORKS. **International Conference on Renewable Energies and Power Quality** , Brunel University, p. 1-4, abr. 2014.
- ANEEL. **BIG - Banco de Informações de Geração: Matriz de Energia Elétrica**. 2018a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>. Acesso em: 21 out. 2018.
- ANEEL. **PRODIST: Módulo 1 - Introdução**. Brasília, 2016. Revisão 8. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo1_Revisao_9/1b78da82-6503-4965-abc1-a2266eb5f4d7>. Acesso em: 10 out. 2018
- ANEEL. **PRODIST: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Brasília, 2018b. Revisão 7. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-M%C3%B3dulo3_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99>. Acesso em: 10 out. 2018
- ANEEL. **PRODIST: Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**. Brasília, 2018c. Revisão 10. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8-Revis%C3%A3o_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9>. Acesso em: 10 out. 2018
- CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S.P.; CROSSLEY, P. **Microgrids and Active Distribution Networks** . London: The Institution Of Engineering And Technology, 2009. 297 p.
- COSTER, Edward; MYRZIK, Johanna; KLING, Wil. Effect of DG on distribution grid protection. In: GAONKAR, D. N. **Distributed Generation** . [S.l.: s.n.], 2010. cap. 5, p. 93-118. v. 1. Disponível em: <http://cdn.intechopen.com/pdfs/10133/InTech-Effect_of_dg_on_distribution_grid_protection.pdf>. Acesso em: 30 out. 2018.

DULĂU, Lucian Ioan; ABRUDEĂN, Mihail; BICA, Dorin. Effects of distributed generation on electric power systems. **Procedia Technology** , 7th International Conference Interdisciplinarity In Engineering, p. 681-686, dez. 2014.

DUNGAN, Roger C.; DAVIS, Montenegro. **Reference Guide. The Open Distribution System Simulator**. . [S.l.: s.n.], 2018. 199 p.

DUNGAN, Roger C. **OpenDSS PVSsystem Element Model**. EPRI 2011.

EICKHOFF, Henrique Silveira; MARQUES, Roberta Carvalho; DE MELLO, Ana Paula Carboni. ANÁLISE DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA O CONTROLE DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA EM SISTEMAS MODERNOS DE DISTRIBUIÇÃO. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar** , Gramado, p. 1-9, abr. 2018. Disponível em: <<http://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/download/177/177>>. Acesso em: 30 out. 2018.

JENKINS, Nicholas; EKANAYAKE, Janaka B.; STRBAC, Goran. **Distributed Generation** . London: The Institution Of Engineering And Technology, 2010. 278 p.

KOJOVIC, Ljubomir. IMPACT OF DG AND VOLTAGE REGULATOR INTERACTION ON DISTRIBUTION SYSTEM VOLTAGE REGULATION. **17th International Conference on Electricity Distribution** , Barcelona, p. 1-4, maio. 2003. Disponível em: <<https://pdfs.semanticscholar.org/d909/d4a602df47829f42563270c77b5d71ef8643.pdf>>. Acesso em: 02 nov. 2018.

LEÃO, Ruth Pastôra. **GTD – Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. Universidade Federal do Ceará, 2009.

ONS. **Dados referentes ao sistema integrado Nacional**. 2018. Disponível em: <<http://ons.org.br/>> Acesso em:15 out. 2018

ONS. **PROREDE: Módulo 3, Submódulo 3.8**. 2016. Disponível em: <<http://ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%203%2FSubm%C3%B3dulo%203.6%2FSubm%C3%B3dulo%203.6%202016.12.pdf>> Acesso em:21 out. 2018

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio (Org.). **Manual de Engenharia para sistemas fotovoltaicos** . Rio de Janeiro: [s.n.], 2014. 530 p.

Nota Técnica nº 0057/204, de 11 de junho de 2014. **Aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7 – Cálculo de Perdas na**

Distribuição do PRODIST. Brasília, DISTRITO FEDERAL, Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/026/documento/nota_tecnica_0057_srd.pdf>. Acesso em: 01 nov. 2018

Resolução Normativa nº 414, de 17 de abril de 2012. **Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.** Brasília, DISTRITO FEDERAL, Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 14 out. 2018.

Resolução Normativa nº 482, de 9 de setembro de 2010. **Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada.** Brasília, DISTRITO FEDERAL, Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 2 nov 2018.

Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. **Altera A Resolução Normativa Nº 482, de 17 de Abril de 2012, e Os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.** Brasília, DISTRITO FEDERAL, Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 14 out. 2018.

Resolução Normativa nº 786, de 17 de outubro de 2017. **Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.** Brasília, DISTRITO FEDERAL, Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 14 out. 2018.

SEXAUER, Jason. **Introdução ao OpenDSS** . [S.l.: s.n.], 2016. 33 p. Disponível em: <<https://docplayer.com.br/56214033-Introducao-ao-openss.html>>. Acesso em: 02 out. 2018.

SINGH, SN; ØSTERGAARD, Jacob; JAIN, Naveen. Distributed Generation in Power Systems: An Overview and Key Issues. **24rth Indian Engineering Congress** , Surathkal, Kerala, p. 1-8, dez. 2009. Disponível em: <[http://orbit.dtu.dk/en/publications/distributed-generation-in-power-systems-an-overview-and-key-issues\(9be502ff-854a-4bfb-93c0-b955c95c2156\).html](http://orbit.dtu.dk/en/publications/distributed-generation-in-power-systems-an-overview-and-key-issues(9be502ff-854a-4bfb-93c0-b955c95c2156).html)>. Acesso em: 29 out. 2018.

SOUZA, Ronnilson Di. **Os sistemas de energia solar fotovoltaica** : Livro Digital de Introdução aos sistemas solares fotovoltaicos. Ribeirão Preto: [s.n.], 2016. 114 p. Disponível

em: <<http://programaintegradoronline.com.br/wp-content/uploads/2016/03/Livro-Digital-de-Introdu%C3%A7%C3%A3o-aos-Sistemas-Solares-novo.pdf>>. Acesso em: 27 out. 2018.

TIBA, Chigueru. **Atlas Solarimétrico Brasileiro** . Recife: Ed. Universitária da UFPE, 2000. 111 p. Disponível em:

<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf>. Acesso em: 23 out. 2018

VIAWAN, Ferry August. **Voltage Control and Voltage Stability of Power Distribution Systems in the Presence of Distributed Generation** . 2018. 156 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)- Chalmers University of Technology, Göteborg, 2008. Disponível em: <<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.472.3269&rep=rep1&type=pdf>>. Acesso em: 02 nov. 2018.

VILLALVA, Marcelo; GAZOLI, Jonas; GUERRA, Juarez. Energia Solar Fotovoltaica - Introdução. **Revista o Setor Elétrico**, 2013

ANEXO A - DADOS ELÉTRICOS DA SUBESTAÇÃO ÁGUA FRIA

Tabela 14: Informações de placa do Transformador 02T1 Siemens da SED Água Fria

FABRICANTE/TIPO	TIPO	ANO	LIGAÇÃO	POTÊNCIA NOMINAL (MVA)
SIEMENS	CKLTM 145-10S/69	2012	Delta-Estrela Aterrado	20/26,6/33,3

Fonte: Enel (2018)

Tabela 15: Impedância por tap do Transformador 02T1 Siemens da SED Água Fria

TAP DISPONÍVEL (V)	IMPEDÂNCIA %
71775	12,87%
69300	12,59%
58575	11,74%

Fonte: Enel (2018)

Tabela 16: Impedância reduzida na barra 69 kV da SED Água Fria

NOME DA BARRA	TENSÃO (KV)	Z1%	θ1 (GRAUS)	Z0%	θ0 (GRAUS)
AGF-69	69	5,9470	81,29	26,7207	85,100

Fonte: Enel (2018)

ANEXO B - PARÂMETROS ELÉTRICOS DOS CONDUTORES

Tabela 17: Parâmetros elétricos dos condutores de média tensão

CABOS	R (OMHS/KM)	X (OHMS/KM)	R0 (OHMS/KM)	X0 (OHMS/KM)
CAA 4 AWG	1.5835	0.4972	1.7613	2.0214
CAA 2 AWG	1.0245	0.4890	1.2025	2.0132
CAA 1/0 AWG	0.6955	0.4984	0.8733	2.0219
CAA 2/0 AWG	0.5558	0.4881	0.7336	2.0123
CAA 4/0 AWG	0.3676	0.4531	0.5454	1.9766
CAA 266,8 MCM	0.2354	0.3850	0.4130	1.5520
COBRE 4 AWG	0.9427	0.4625	1.1205	1.9866
COBRE 2 AWG	0.5986	0.4408	0.7764	1.9649
COBRE 1/0 AWG	0.3770	0.4293	0.5548	1.9544
COBRE 2/0 AWG	0.2987	0.4204	0.4765	1.9446
COBRE 3/0 AWG	0.2372	0.4039	0.4151	1.9281
COBRE 4/0 AWG	0.1882	0.3988	0.3660	1.9230
COBRE 16MM²	1.3080	0.4802	1.4858	2.0045
COBRE 25MM²	0.8880	0.4605	1.0658	1.9847
COBRE 35MM²	0.5991	0.4480	0.7769	1.9721
COBRE 50MM²	0.4120	0.4320	0.5898	1.9563
COBRE 70MM²	0.3167	0.4167	0.4945	1.9409
COBRE 95MM²	0.2231	0.4040	0.3991	1.9282
SPACER 50MM²	0.6410	0.3041	0.8188	2.2220
SPACER 70MM²	0.4430	0.2907	0.6208	2.2086
SPACER 95MM²	0.3200	0.2778	0.4978	2.1957
SPACER 120MM²	0.2530	0.2682	0.4305	2.1860
SPACER 185MM²	0.1640	0.2522	0.3418	2.1701
SPACER 240MM²	0.1250	0.2409	0.3028	2.1587
CALX 50MM²	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
CALX 70MM²	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
CALX 120MM²	0.2930	0.3910	0.4710	1.7860
CALX 160MM²	0.2210	0.3800	0.4005	1.8403

Fonte: Enel (2018)