

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE
MINAS GERAIS - *CAMPUS* FORMIGA
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM SISTEMA
DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO DA
CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE UM ALIMENTADOR DA
SUBESTAÇÃO DE FORMIGA-MG.**

Ygor Martins Fonseca

Orientador: Prof. Dr. Renan Souza Moura

FORMIGA

2023

YGOR MARTINS FONSECA

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM SISTEMA
DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO DA
CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE UM ALIMENTADOR DA
SUBESTAÇÃO DE FORMIGA-MG.**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao
Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica
do Instituto Federal de Minas Gerais – *Campus*
Formiga para obtenção do grau de bacharel em
Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Renan Souza Moura

FORMIGA

2023

Fonseca, Ygor Martins

F676a Análise do impacto da geração fotovoltaica em um sistema de distribuição de energia elétrica: um Estudo de caso da capacidade de hospedagem de um alimentador da subestação de Formiga – MG / Ygor Martins Fonseca – Formiga: IFMG, 2023.

114p. :il. color.

Orientador: Prof. Dr. Renan Souza Moura

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica)
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – *Campus*
Formiga.

1. Capacidade de hospedagem. 2. Fluxo de potência reverso. 3. Baixo fator de potência. 4. Geração distribuída. I. Moura, Renan Souza. II. Título.

CDD 621.3

YGOR MARTINS FONSECA

ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE UM ALIMENTADOR DA SUBESTAÇÃO DE FORMIGA-MG.

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Minas Gerais – *Campus Formiga* para obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Avaliado em 27 de novembro de 2023.

Nota: 90 pontos.

BANCA EXAMINADORA


Prof. Dr. Renan Souza Moura


Prof. Me. Felipe de Sousa Silva


Prof. Me. Marcus Vinícius de Paiva

FORMIGA

2023

Dedico este trabalho a Deus, aos meus pais e a minha família que são os pilares da minha formação como ser humano e ainda a minha querida esposa que sempre está ao meu lado.

RESUMO

A resolução normativa 482 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), publicada em 2012, estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeradores ao sistema de energia elétrica brasileiro. Desde então, os consumidores e investidores aumentam a cada ano o número de usinas conectadas ao sistema de distribuição. Com a intensificação dos investimentos surgiram desafios técnicos para manter o sistema de distribuição com plena capacidade operacional, ou seja, dentro dos parâmetros de qualidade de energia determinados pela ANEEL. Assim, à medida que o alimentador fica sobrecarregado, é necessário executar obras de recondutoramento, ajustes e/ou trocas dos equipamentos como, transformadores, reguladores de tensão e equipamentos de proteção, ou até mesmo, construir novos alimentadores. A ANEEL também estabelece que é de responsabilidade da concessionária de energia local informar por meio do parecer de acesso, se é possível conectar uma unidade de micro ou minigeração no ponto desejado e se haverá obras necessárias, indicando o custo mínimo de obra ao solicitante. Neste contexto, está se tornando cada vez mais comum que pedidos de conexão de novas unidades geradoras sejam negados ou se tornem inviáveis economicamente, uma vez que o custo mínimo de obra repassado ao solicitante muitas das vezes ultrapassa o valor a ser investido na unidade de geração. Dado o panorama atual, que já é visto no Brasil e em outros países, o objetivo deste trabalho foi realizar a modelagem do alimentador FMAD-216 da cidade de Formiga-MG e buscar compreender as dificuldades técnicas enfrentadas pelas distribuidoras de energia em manter os indicadores de qualidade de energia e repassar o mínimo custo de obra possível ao consumidor final. A análise do alimentador foi feita por meio de simulações aproximadas no programa OpenDSS para compreender os efeitos da inserção de geração distribuída por meios dos níveis de tensão e fluxo reverso. Ao final do trabalho é mostrado que o alimentador modelado já está com níveis críticos de penetração de geração distribuída, sendo o desequilíbrio de carga um dos principais fatores limitantes.

Palavras-chave: Capacidade de Hospedagem, Fluxo de Potência Reverso, Baixo Fator de Potência, Geração Distribuída.

ABSTRACT

Normative resolution 482 of ANEEL (National Electric Energy Agency), published in 2012, established the general conditions for the access of micro and mini generators to the Brazilian electrical energy system. Since then, consumers and investors have increased the number of plants connected to the distribution system every year. With the intensification of investments, technical challenges arose to maintain the distribution system at full operational capacity, that is, within the energy quality parameters determined by ANEEL. Therefore, as the feeder becomes overloaded, it is necessary to carry out re-conducting work, adjustments and/or replacement of equipment such as transformers, voltage regulators and protection equipment; or even build new feeders. ANEEL also establishes that it is the responsibility of the local energy concessionaire to inform, through the access opinion, whether it is possible to connect a micro or mini-generation unit at the desired point and whether there will be necessary works, indicating the minimum cost of work to the applicant. In this context, it is becoming increasingly common for requests to connect new generating units to be denied or become economically unfeasible, since the minimum cost of work passed on to the applicant often exceeds the amount to be invested in the generation unit. Given the current panorama, which is already seen in Brazil and other countries, the objective of this work was to model the FMAD-216 feeder in the city of Formiga-MG and seek to understand the technical difficulties faced by energy distributors in maintaining the indicators energy quality and pass on the minimum possible construction costs to the end consumer. The feeder analysis was carried out through approximate simulations in the OpenDSS program to understand the effects of inserting distributed generation through voltage levels and reverse flow. At the end of the work, it is shown that the modeled feeder already has critical levels of distributed generation penetration, with load imbalance being one of the main limiting factors.

Keywords: Hosting Capacity, Reverse Power Flow, Low Power Factor, Distributed Generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Configuração geral do sistema elétrico brasileiro.....	22
Figura 2 - Arranjos típicos de subestações.	23
Figura 3 - Topologia dos alimentadores. a) radial b) com recurso (em anel).....	24
Figura 4 - Diagrama unifilar de um alimentador radial simples.....	25
Figura 5 - Capacidade de hospedagem da rede de distribuição.....	31
Figura 6 - Rede de transmissão 138 kV que alimenta a cidade de Formiga-MG.....	36
Figura 7 – Linhas de código que representando a linha de subtransmissão.	37
Figura 8- Subestação número 2 de Formiga-MG.	38
Figura 9 - Linhas de código que representam a subestação número 2 de Formiga-MG	38
Figura 10 - Cabo Elétricos de Média tensão, Cabo CA-P (cabo de alumínio protegido) e cabo CAA (cabo de alumínio com alma de aço).....	40
Figura 11 - Linhas de Código que representam os cabos elétricos do alimentador FMAD216.	40
Figura 12 - Estruturas N1 e CE1 utilizadas na simulação do alimentador.	41
Figura 13 - Linhas de Código que representam as principais estruturas do alimentador FMAD216.....	42
Figura 14 - Representação do Alimentador FMAD216 no mapa geográfico.....	43
Figura 15 - Linhas de Código que representam algumas das Linhas de Distribuição do alimentador FMAD216, criadas no OpenDSS.	44
Figura 16 - Curvas de carga do Alimentador FMAD216.	45
Figura 17 - Linhas de Código que representa a curva de carga no OpenDSS.....	45
Figura 18 - Linhas de Código no OpenDSS que representam uma carga trifásica desequilibrada com fator de potência constante conectada em estrela.....	46
Figura 19 - Linhas de Código no OpenDSS que representam um regulador de tensão monofásico.....	49
Figura 20 - Linhas de Código no OpenDSS que representam o banco de capacitor trifásico conectado ao alimentador.	50
Figura 21 - Usina fotovoltaica 1, 2 ,3 e 4 representadas no mapa geográfico.....	50
Figura 22 - Curva típica de potência dos módulos fotovoltaicos versus temperatura.....	51
Figura 23 - Variação da eficiência dos inversores.....	52
Figura 24 - Variação da temperatura nos painéis fotovoltaicos.	52

Figura 25 - Variação da irradiância nos painéis fotovoltaicos.	53
Figura 26 - Linhas de Código no OpenDSS que representam as curvas de operação das usinas fotovoltaicas.....	53
Figura 27 - Linhas de código que representam a modelagem das usinas fotovoltaicas utilizando o comando PVSystem.....	54
Figura 28 - Representação da modelagem de usinas fotovoltaicas no OpenDSS.	55
Figura 29 - Linhas de código que definem o modo de simulação.....	56
Figura 30 - Representação do diagrama unifilar resumido do alimentador FMAD216.....	57
Figura 31 – Representação do alimentador pelo OpenDSS, simulação executada para a condição real do alimentador (sem a presença da usina fotovoltaica 4).	58
Figura 32- Potência trifásica injetada no sistema na configuração real do alimentador, usinas 1, 2 e 3.	59
Figura 33 - Potência Trifásica injetada no alimentador, adicionando a usina fotovoltaica 4 (UFV4) no sistema.....	59
Figura 34 – Potência na saída da subestação (linha 1-2) na fase A versus hora, para os diferentes níveis de inserção de geração fotovoltaica.	60
Figura 35 - Potência na saída da subestação (linha 1-2) na fase B versus hora, para os diferentes níveis de inserção de geração fotovoltaica.	61
Figura 36- Potência na saída da subestação (linha 1-2) na fase C versus hora, para os diferentes níveis de inserção de geração fotovoltaica.	61
Figura 37 – Corrente de fase na saída das Usinas Fotovoltaicas versus hora, para a configuração real do alimentador.	62
Figura 38 - Corrente de fase injetada no alimentador versus hora, para a configuração real do alimentador e adição progressiva da usina fotovoltaica 4.	63
Figura 39 - Corrente na fase A versus hora na saída da subestação (linha 1-2), para os diferentes níveis de inserção de geração fotovoltaica	64
Figura 40 - Corrente na fase B versus hora na saída da subestação (linha 1-2), para os diferentes níveis de inserção de geração fotovoltaica	64
Figura 41 - Corrente na fase C versus hora, na saída da subestação (linha 1-2), para os diferentes níveis de inserção de geração fotovoltaica	65
Figura 42 – Tensão versus hora na fase A, para o Barramento 1 e 24.	66
Figura 43 - Tensão versus hora na fase B, para o Barramento 1 e 24, para os diferentes níveis de inserção fotovoltaica.	67
Figura 44 - Tensão versus hora na fase C, para o Barramento 1 e 24, para os diferentes níveis	

de inserção fotovoltaica.	67
Figura 45 - Fator de Potência versus hora na fase A, para o Barramento 1 para os diferentes níveis de inserção fotovoltaica.	68
Figura 46 - Fator de Potência versus hora na fase B, para o Barramento 1 para os diferentes níveis de inserção fotovoltaica.	69
Figura 47 - Fator de Potência versus hora na fase C, para o Barramento 1, para os diferentes níveis de inserção fotovoltaica.	69
Figura 48 - Parecer de acesso elaborado pela CEMIG com as condições gerais para conexão da geração distribuída do cliente em um alimentador com presença de fluxo reverso.	110
Figura 49 - Parecer de acesso elaborado pela CEMIG com as condições gerais para conexão da geração distribuída do cliente em um alimentador com presença de fluxo reverso.	111
Figura 50 - Artigo 72 e 73 da resolução número 1000 da ANEEL.	113

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Limites de variação de tensão determinados pela ANEEL.	28
Tabela 2 - Descrição dos parâmetros inseridos ao elemento Circuit.....	37
Tabela 3- Parâmetros inseridos ao comando Transformer no OpenDSS.	39
Tabela 4 - Exemplo de parâmetros inseridos ao comando Wiredata no OpenDSS.	41
Tabela 5 - Posicionamento dos reguladores em relação a subestação.....	46
Tabela 6- Parâmetros inseridos ao OpenDSS, para a modelagem do regulador de tensão da Subestação de Formiga-MG.	47
Tabela 7 - Parâmetros inseridos ao OpenDSS, para a modelagem dos reguladores de tensão distribuídos no alimentador.	48
Tabela 8 - Tempo de retardo para a atuação dos reguladores de Linha.	48
Tabela 9 - Parâmetros inseridos ao OpenDSS, para a modelagem do banco de capacitores. ..	49
Tabela 10 - Principais parâmetros utilizados para a configuração das usinas fotovoltaica com o comando <i>PVSystems</i>	54

LISTA DE SIGLAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

IEA - Agência Internacional de Energia

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

OCDE - Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais

SIN - Sistema Interligado Nacional

NF - Normalmente fechada

NA - Normalmente aberta

SE - Subestação

GD - Geração Distribuída

MMGD – Micro e Minigeração Distribuída

SCEE - Sistema de Compensação de Energia Elétrica

PRODIST - Procedimentos de Distribuição

SEP - Sistema Elétrico de Potência

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CAA - Cabo de Alumínio com Alma de Aço

CA-P - Cabo de Alumínio Protegido

AWG - *American Wire Gauge*

MT – Média tensão

UFV – Usina Fotovoltaica

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	16
1.1 Contexto	16
1.2 Justificativa.....	18
1.3 Objetivo geral	19
1.4 Objetivos específicos	19
1.5 Organização do trabalho	20
2. SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA E GERAÇÃO DISTRIBUIDA ..	21
2.1 O Sistema de Distribuição de Energia Elétrica	21
<i>3.1.1 Subestações</i>	<i>22</i>
<i>3.1.2 Alimentadores (Rede Primária).....</i>	<i>23</i>
2.2 Geração Distribuída (GD)	26
2.3 Impactos da inserção massiva de GD	27
<i>2.3.1 Sobrecarga</i>	<i>27</i>
<i>2.3.2 Fluxo reverso e sobretensão.....</i>	<i>28</i>
<i>2.3.3 Desequilíbrio de tensão</i>	<i>29</i>
<i>2.3.4 Distorções Harmônicas.....</i>	<i>29</i>
<i>2.3.5 Perdas de Energia</i>	<i>30</i>
2.4 Capacidade de Hospedagem.....	31
3. O SOFTWARE OPENDSS E A MODELAGEM DO ALIMENTADOR FMAD216	32
3.1 Software de simulação para sistemas de Distribuição	32
3.2 Princípio de Funcionamento do OpenDSS	34
3.3 Modelagem do Alimentador FMAD216 de Formiga MG	36
<i>3.3.1 Modelagem da linha de transmissão.....</i>	<i>36</i>
<i>3.3.2 Modelagem da subestação</i>	<i>38</i>
<i>3.3.3 Modelagem dos condutores.....</i>	<i>39</i>
<i>3.3.4 Modelagem das Estruturas</i>	<i>41</i>

3.3.5	<i>Modelagem das Linhas de distribuição</i>	43
3.3.6	<i>Modelagem e distribuição das cargas</i>	44
3.3.7	<i>Reguladores de Tensão</i>	46
3.3.8	<i>Banco de Capacitores</i>	49
3.3.9	<i>Geradores de Energia Fotovoltaica</i>	50
3.4	Simulações	56
4.	ESTUDO DE FLUXO DE POTÊNCIA	57
4.1	Características reais do alimentador FMAD216	57
4.2	Curvas de Potência das usinas fotovoltaicas	58
4.3	Curvas de Potência na saída da Subestação	60
4.4	Curvas de Corrente das Usinas Fotovoltaicas	62
4.5	Curvas de Corrente na Saída da Subestação	63
4.6	Tensão	65
4.7	Fator de Potência	68
5.	CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS	70
6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	72
	APÊNDICE A – Arquivo Principal desenvolvido no OpenDSS	76
	APÊNDICE B – Cabos, Geometrias e Linhas no OpenDSS	81
B.1-	Arquivo: WireData_FMAD216.dss	81
B.2-	Arquivo: LineGeometry_FMAD216.dss	82
B.3-	Arquivo: Lines_FMAD216.dss	83
	APÊNDICE C – Curva de Carga e Cargas Distribuídas no Alimentador	87
C.1-	LoadsShape.dss	87
C.2-	Loads_FMAD216.dss	87

APÊNDICE D – REGULADORES DE TENSÃO NO OPEN DSS	91
D.1- Arquivo: Regulador_000_FMAD216.dss	91
D.2 - Arquivo: Regulador_001_FMAD216.dss	92
D.3 - Arquivo: Regulador_002_FMAD216.dss	93
D.4 - Arquivo: Regulador_003_FMAD216.dss	95
D.5 - Arquivo: Regulador_004_FMAD216.dss	96
APÊNDICE E – Usinas Fotovoltaicas (Principais Geradores Distribuídos no Alimentador)	98
E.1- Arquivo: PVsystem1.dss	98
E.2- Arquivo: PVsystem2.dss	103
E.3- Arquivo: PVsystem3.dss	104
E.4- Arquivo: PVsystem4.dss	105
ANEXO A – Inviabilidade de Projeto fotovoltaico Devido a Presença de Fluxo Reverso no Posto de Transformação da Subestação	110
ANEXO B – Inviabilidade de Projeto Fotovoltaico Devido a Obra Necessária no Alimentador FMAD216	111
ANEXO C – Artigos 72 e 73 da Resolução Normativa ANEEL N° 1.000, de 7 de dezembro de 2021	113

1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo é apresentado uma breve introdução da problemática a ser desenvolvida neste Trabalho de Conclusão de Curso (TCC). De forma mais específica, são indicados o contexto atual do uso de geração distribuída, a justificativa da existência deste documento e os objetivos.

Ao final é mostrado como este trabalho está organizado e o conteúdo principal de cada capítulo.

1.1 Contexto

O consumo de energia elétrica tem se tornado cada vez mais indispensável na vida cotidiana das pessoas em todo o mundo, pois o avanço tecnológico e o desenvolvimento econômico tem proporcionado que cada vez mais pessoas utilizem equipamentos elétricos para automatizar funções necessárias e corriqueiras do dia a dia. O aumento populacional mundial e o desenvolvimento econômico, incide diretamente no aumento da demanda do setor industrial.

Neste contexto, o consumo de energia elétrica também segue uma tendência crescente. Segundo o relatório de perspectiva energética mundial, elaborado pela Agência Internacional de Energia (IEA), a demanda por eletricidade irá aumentar de 25% a 30% até 2030, (AIE, 2022) e no Brasil não será diferente. Segundo os relatórios do balanço energético nacional 2023, de 2012 a 2021 o consumo final por eletricidade aumentou em 14,52%, passando de 498,4 TWh para 570,8 TWh, sendo este aumento alavancado principalmente pelo setor industrial e residencial, (EPE, 2023).

Conforme consta no Plano Decenal de Expansão de Energia brasileiro estima-se que o consumo por energia elétrica tenha um incremento médio anual de 3,5% até 2031, (EPE, 2023). Com o aumento crescente da demanda por energia elétrica e o plano de descarbonização global ganhando importância entre as principais economias do mundo, fontes de energia renováveis estão sendo incentivadas por meio de políticas públicas, ganhando competitividade em relação às fontes de energia fóssil.

Os destaques mundiais são as fontes de energia solar fotovoltaica, que cresceu 20 vezes, e a energia eólica, que cresceu 5 vezes, no período de 2010 a 2020. Apesar do crescimento expressivo da última década, segundo o relatório de energia renováveis da Agência

Internacional de Energia Elétrica, para atingir a meta global de 69% da eletricidade ser gerada por fontes limpas até 2030, ainda seriam necessárias adições líquidas anuais médias de 22% mais elevadas para a energia solar fotovoltaica e mais que o dobro para a energia eólica, evidenciando a necessidade de progredir e continuar incentivando este setor (IEA, 2022).

Neste processo de renovação e transição para fontes de energia renováveis o Brasil ocupa uma posição de destaque no cenário internacional. A participação de energias renováveis na matriz energética brasileira é de 44,7 %, sendo este valor expressivo quando comparados aos 14,1% no mundo e 11,5% nos países da OCDE (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico), conforme é apresentado no plano decenal de expansão de energia brasileiro. É neste contexto que a geração distribuída ganha cada vez mais notoriedade. Do total da capacidade acrescentada em 2023, 89,9% vieram de energia eólica (46%) e fotovoltaica (43,9%), mostrando o empenho do setor de energia elétrica brasileiro em continuar investindo em energia renovável. Quando analisamos a matriz elétrica brasileira, as fontes de energia renováveis compreendem mais de 83,79% de toda matriz, sendo uma referência internacional em energia limpa, (EPE,2022).

O Brasil estabeleceu um marco regulatório favorável à geração distribuída, com regras claras e incentivos para a instalação de sistemas de geração de pequena escala. A Resolução Normativa 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi um marco importante, permitindo a geração de energia elétrica em residências, empresas e instalações rurais. A energia solar fotovoltaica é uma das principais tecnologias usadas na geração distribuída no Brasil.

Devido a crescente competição e a produção em escala, a redução dos custos de instalação de sistemas de geração distribuída foi acentuada, tornando a energia solar e outras fontes mais acessíveis. Especialmente os preços dos painéis solares caíram significativamente ao longo dos anos, tornando os sistemas fotovoltaicos mais acessíveis, permitindo aos consumidores instalarem painéis solares em telhados ou solo e gerar eletricidade limpa para atender às suas necessidades. Este crescimento notável nas últimas décadas, impulsionada por uma série de fatores, incluindo os incentivos governamentais, avanços tecnológicos e conscientização ambiental tem provocado uma transformação significativa no setor de energia elétrica do país, com benefícios tanto econômicos quanto ambientais, mas também com alto investimento nas redes de distribuição de energia elétrica para adequar a essa nova modalidade de geração descentralizada.

1.2 Justificativa

Com toda essa revolução no setor de distribuição de energia elétrica e a grande inserção de pequenas centrais produtoras de energia espalhadas nos alimentadores brasileiros, pode-se notar algumas vantagens como, redução das perdas e melhoria do perfil de tensão próximo a carga. No entanto, com a grande inserção geradores descentralizados, surgiram grandes preocupações para manter os alimentadores em plena operação fluxo de potência reverso, flutuação no perfil de tensão, aumento dos níveis de falhas, influência na proteção do sistema, distorções harmônicas e problemas de estabilidade, variações na frequência do sistema de distribuição, entre outros (BOLLEN e HASSAN, 2011). A medida que o alimentador fica sobrecarregado é necessário executar obras de recondutoramento, ajustes e/ou trocas dos equipamentos como, transformadores, reguladores de tensão e religadores; ou até mesmo, construir novos alimentadores.

A Agência Nacional de Energia elétrica (ANEEL), estabelece nos artigos 72 e 73 da resolução normativa número 1000, que é de responsabilidade da concessionária de energia local informar por meio do parecer de acesso se é possível conectar uma unidade de micro ou minigeração no ponto desejado e se haverá obras necessárias, indicando o custo mínimo de obra ao solicitante, ou, caso não seja possível a conexão devido ao fluxo reverso no posto de transformação indicar as opções viáveis que eliminem tal inversão. Neste contexto, está se tornando cada vez mais comum que pedidos de conexão de novas unidades geradoras sejam negados ou se tornem inviáveis economicamente, uma vez que o custo mínimo de obra repassado ao solicitante, muitas das vezes, ultrapassa o valor a ser investido na unidade de geração. No ANEXO A é mostrado um exemplo de parecer de acesso elaborado pela concessionária CEMIG D, de uma usina fotovoltaica em que foi negada a conexão devido ao fluxo reverso já existente no alimentador. No ANEXO B é mostrado um exemplo de parecer de acesso também elaborado pela CEMIG D. Neste caso a conexão foi concedida, porém o custo de obra repassado ao cliente para minimizar os efeitos da geração distribuída inviabilizou a execução e continuidade do projeto.

Entender os efeitos do fluxo reverso e determinar a capacidade de hospedagem dos alimentadores de distribuição, uma vez que existe um valor máximo de potência distribuída que pode ser inserida na rede, sem violar os níveis operacionais e de qualidade exigidos pela ANEEL é essencial, e esta é a hipótese levantada nesta monografia que será desenvolvida considerando um alimentador real da cidade de Formiga-MG.

1.3 Objetivo geral

O objetivo geral dessa monografia é identificar os principais problemas da inserção em massa de geração distribuída nos alimentadores de distribuição e entender o motivo da negação das concessionárias de energia elétrica em conectar novas usinas fotovoltaicas em situações onde já existe o fluxo reverso presente nos alimentadores.

Para alcançar o objetivo deste trabalho foi proposto a modelagem do alimentador FMAD216 da cidade de Formiga-MG, levando em consideração a representação mais realística possível de um sistema de distribuição de porte real, com variação de cargas no tempo, distância e localização geográfica das linhas de distribuição, cargas, geradores distribuídos, reguladores de tensão e tipos de rede.

As simulações serão realizadas considerando curvas de carga típicas dos alimentadores e as usinas fotovoltaicas que já estão em operação no alimentador.

1.4 Objetivos específicos

Os objetivos específicos traçados para alcançar o objetivo geral são:

- Definir o simulador de sistemas elétricos que será utilizado capaz de simular ao longo do tempo o fluxo de potência no alimentador.
- Modelar e simular o alimentador de distribuição de energia elétrica considerando:
 - ✓ Potência da subestação;
 - ✓ Reguladores de tensão,
 - ✓ Banco de capacitores,
 - ✓ Usinas fotovoltaicas,
 - ✓ Condutores e suas ampacidade,
 - ✓ Forma de construção,
 - ✓ Consumo de energia
 - ✓ Disposição geográfica dos equipamentos e barramentos.
- Incluir neste alimentador uma usina fotovoltaica para testar a capacidade de hospedagem do alimentador.

1.5 Organização do trabalho

No Capítulo 2 será apresentado uma visão geral do sistema de distribuição de energia elétrica e dos sistemas de geração distribuída fotovoltaicos com o objetivo de dar embasamento teórico básico para compreensão do estudo desenvolvido nesta monografia.

No Capítulo 3 é apresentado de forma detalhada a modelagem do alimentador estudado. São mostrados os aspectos gerais do *software OpenDSS* e os principais comandos utilizados para a modelagem da linha de subtransmissão, subestação, condutores, estruturas, linhas, cargas, reguladores de tensão e geradores de energia fotovoltaica.

No Capítulo 4 é apresentado de forma detalhada os resultados da modelagem desenvolvida, e os aspectos inerentes do alimentador na condição atual e posteriormente com a inserção massiva de geração distribuída. Neste capítulo são apresentados os resultados da análise do fluxo de potência evidenciando as curvas de potência, tensão, corrente do alimentador e fator de potência para os cenários estudados.

E por fim no Capítulo 5, são discutidas as conclusões e os aprendizados resultantes do desenvolvimento deste trabalho, são apresentadas as propostas de trabalhos futuros, continuidades e aprimoramentos para o modelo desenvolvido.

2. SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA E GERAÇÃO DISTRIBUIDA

Neste capítulo são apresentados conceitos essenciais para o entendimento sobre geração distribuída e os efeitos de sua alta inserção nos alimentadores radiais.

2.1 O Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

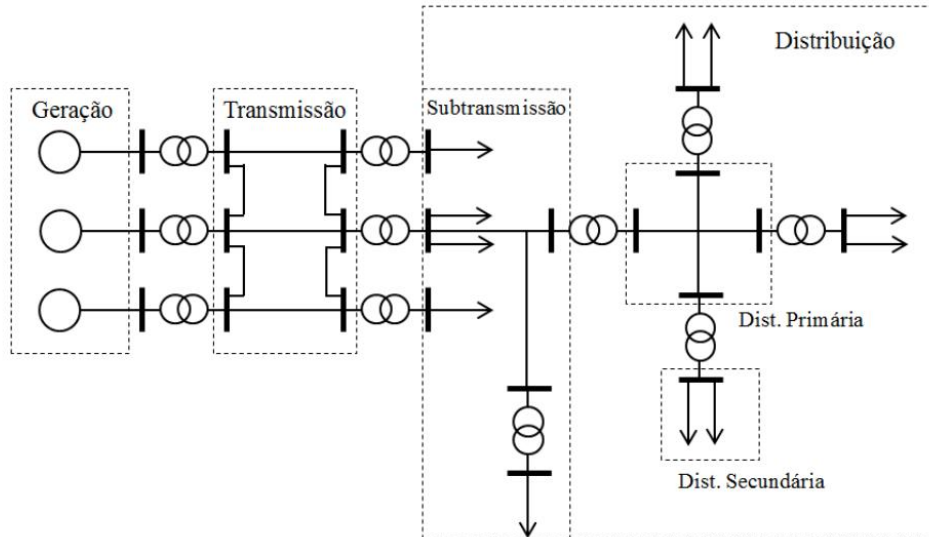
O sistema de energia elétrica em sua criação, foi modelado inicialmente para levar energia elétrica de um ponto A para um ponto B. No ponto A, temos uma grande unidade geradora e no ponto B temos uma área com alta densidade de carga que irá consumir essa energia gerada. O sistema elétrico inicia-se na unidade geradora, que no Brasil, em maior número são usinas hidrelétricas que ficam distantes dos centros de carga. A tensão da unidade de geração, 13,8 kV, é elevada para permitir transmitir a energia com menores perdas, por meio das linhas de transmissão, que no Brasil, operam em níveis de tensão como: 138 kV, 230 kV, 345 kV, 440 kV e 500 kV, (ONS, 2023).

As linhas de transmissão dos grandes centros de geração, normalmente, são interligadas em diferentes regiões do Brasil formando o Sistema Interligado Nacional (SIN), que é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. A integração dos recursos de geração e transmissão permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade. Os sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o suprimento do mercado consumidor, (ONS, 2023).

Em pequenas distâncias dos centros de carga é comum que a tensão novamente seja transformada por uma subestação abaixadora para níveis de subtransmissão que normalmente operam 34,5 kV, 69 kV, 88 kV e 138 kV. A energia que chega pelas linhas de transmissão/subtransmissão precisa novamente ser transformada para níveis adequados para operação em meio urbano e rural próximo aos consumidores, portanto, são utilizadas subestações abaixadoras para reduzir a tensão para níveis de distribuição, que no Brasil, em grande parte, é 13,8 kV. Destas subestações originam-se alguns alimentadores que se interligam aos transformadores de distribuição da concessionária ou a consumidores em tensão primária.

Os alimentadores primários aéreos operam normalmente de maneira radial e com formação arborescente atendendo aos pontos de carga. O perfil geral do sistema elétrico brasileiro pode ser visualizado na Figura 1 a seguir.

Figura 1 - Configuração geral do sistema elétrico brasileiro.



Fonte: (KAGAN, OLIVEIRA, ROBBA, 2010).

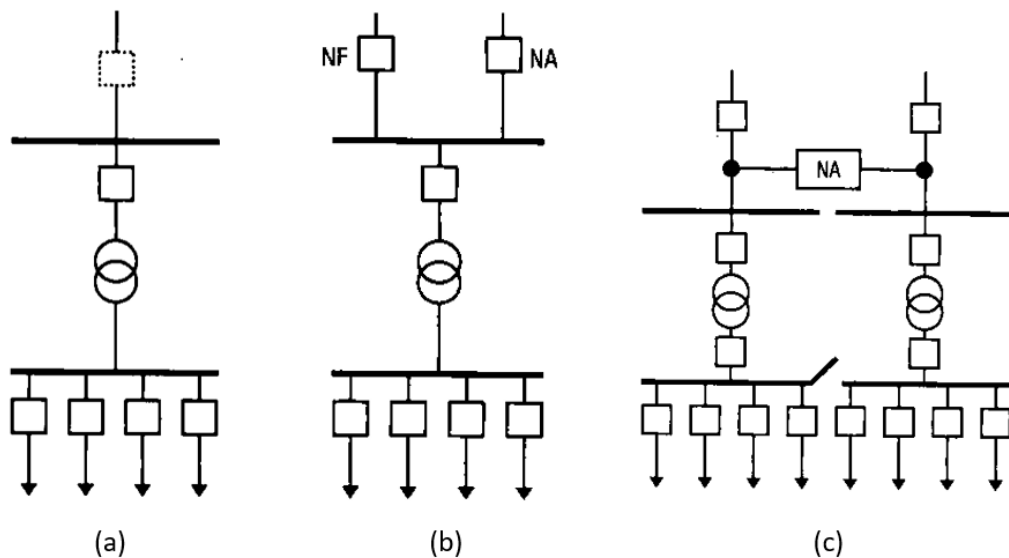
3.1.1 Subestações

O sistema de distribuição de energia inicia-se na conexão das subestações abaixadoras com as linhas de subtransmissão. Esta conexão é feita utilizando critérios de confiabilidade, flexibilidade operativa, facilidade de expansão e viabilidade, a fim de determinar o arranjo que melhor atende as características do sistema (KAGAN, OLIVEIRA, ROBBA, 2010). Existem diversos tipos de arranjos que podem ser utilizados nas subestações, que variam de barramentos simples com uma fonte de suprimento e uma proteção, a arranjos mais elaborados com redundância na alimentação, proteção e possibilidades de manobras na própria subestação.

Na Figura 2a é mostrado a topologia com barra simples que apresenta um custo reduzido, sendo utilizado para regiões com baixa densidade de carga. Na Figura 2b é mostrado a topologia com barra simples com dupla alimentação, que aumenta a confiabilidade do sistema. Quando houver uma interrupção no alimentador em serviço, abre-se sua chave de entrada normalmente fechada (NF), e fecha-se a chave normalmente aberta (NA) do circuito de reserva.

Para a manutenção do transformador ou do barramento é necessário o desligamento da subestação (SE). Na Figura 2c é mostrado um arranjo utilizado em regiões com maior densidade de carga. Aumenta-se o número de transformadores, o que deixa a SE com maior confiabilidade e maior flexibilidade operacional. O diagrama unifilar desta SE apresenta dupla alimentação, dois transformadores, barramentos de alta tensão independentes e barramento de média tensão seccionado. Quando ocorre um defeito ou manutenção em um dos transformadores, abrem-se as chaves anterior e posterior ao transformador, isolando-o. Fecha-se a chave NA (Normalmente Aberta) de seccionamento do barramento e opera-se com todos os circuitos supridos a partir do outro transformador.

Figura 2 - Arranjos típicos de subestações.



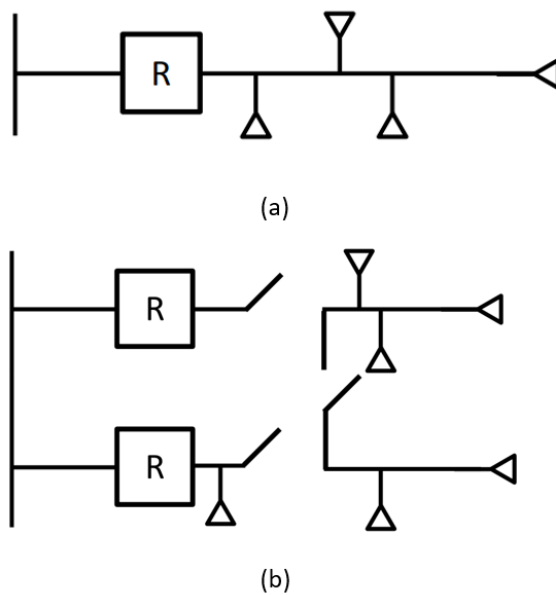
Fonte: Adaptado de (KAGAN, OLIVEIRA, ROBBA, 2010).

3.1.2 Alimentadores (Rede Primária)

O alimentador é responsável por fornecer energia até os transformadores dos clientes. Segundo a ANEEL, os alimentadores da rede de distribuição primária devem operar com níveis de tensão entre 11,9 kV a 34,5 kV. Assim, a rede de distribuição primária, ou também definida como rede de média tensão, inicia-se logo após as subestações de distribuição, no secundário dos transformadores da subestação, e tem seu fim no primário dos transformadores de distribuição que atendem aos clientes de pequeno porte e os clientes primários (KAGAN, OLIVEIRA, ROBBA, 2010). Os alimentadores podem ser instalados de

forma aérea ou subterrânea, e quanto as topologias podem ser do tipo radial ou radial com recurso. Na Figura 3 é mostrada a topologia dos alimentadores. O alimentador radial é constituído de um tronco principal que, partindo da subestação de distribuição, alimenta diversos ramos, já os alimentadores radiais com recurso, ou comumente chamados de alimentadores fechados em anel, permitem a alimentação por diferentes direções ou até mesmo por meio de outro alimentador, favorecendo manobras emergenciais em caso de falhas no circuito.

Figura 3 - Topologia dos alimentadores. a) radial b) com recurso (em anel).



Fonte: Adaptado da ND.3.1 (CEMIG,2023).

Os principais equipamentos dos alimentadores que são essenciais para os estudos estáticos (fluxo de potência) são (KERSTING, 2002):

I. **Transformadores de Potência:** transformadores das subestações de distribuição. Estes equipamentos conectam os alimentadores com o sistema de subtransmissão de energia elétrica em tensões mais elevadas;

II. **Transformadores de Distribuição:** transformadores que conectam a rede primária em média tensão com a rede secundária em baixa tensão. Alimentam os circuitos dos consumidores de energia elétrica, abastecendo principalmente pequenos comércios e indústrias, e os consumidores residenciais.

III. **Linhas de Distribuição:** ramos aéreos ou subterrâneos dos circuitos elétricos de distribuição na rede primária. De modo geral são compostos por cabos, postes e cruzetas e de acordo com a disposição geométrica dos condutores (e outras características

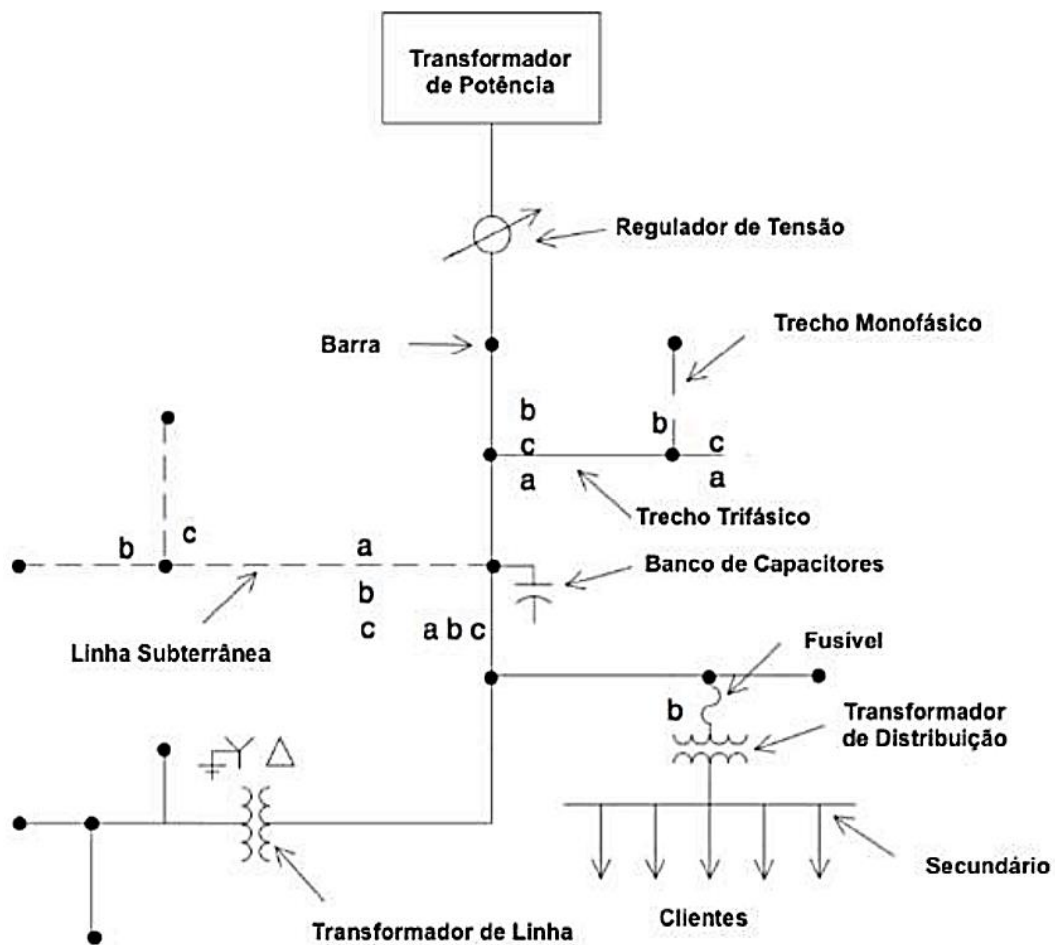
construtivas) são obtidos os parâmetros elétricos destas linhas;

IV. **Bancos de Capacitores:** fontes de energia reativa geralmente com o intuito de melhorar o fator de potência e níveis de tensão na rede de distribuição. Podem ser constituídos por mais de um capacitor sendo operados manual ou automaticamente;

V. **Reguladores de Tensão:** autotransformadores com a função de controlar a tensão ao longo dos alimentadores. Tipicamente possuem medidores de corrente e tensão para realizar o controle de tensão;

VI. **Chaves Seccionadoras e Disjuntores:** dispositivos seccionadores capazes de isolar eletricamente partes dos circuitos do sistema de distribuição. O estado operativo destes equipamentos é importante na determinação da topologia da rede elétrica do alimentador. Na Figura 4 é apresentado um diagrama unifilar de um alimentador de distribuição típico, e a disposição dos equipamentos anteriormente citados.

Figura 4 - Diagrama unifilar de um alimentador radial simples.



2.2 Geração Distribuída (GD)

O termo Geração Distribuída (GD), também denominado como geração descentralizada ou geração dispersa, é aplicado a todos tipo geração inserida na rede de distribuição próximo a carga ou consumidor final. Portanto, para definir um sistema de geração distribuída não é levado em consideração aspectos como, capacidade de geração, tipo de fonte, impacto ambiental, tecnologia utilizada, ou mesmo, energia penetrada no sistema (ACKERMANN, ANDERSSON, SODER, 2001).

No Brasil a geração distribuída teve grande salto desde 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que possibilitou o consumidor brasileiro poder gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, podendo até mesmo fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade, para posterior compensação do consumo de energia verificado. Para a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a Microgeração e a Minigeração Distribuídas de Energia Elétrica (MMGD) são inovações que aliam economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade. Ao longo dos anos as regras aplicáveis à MMGD foram alteradas pela ANEEL, com aprimoramentos que modificaram, entre outras disposições, os limites de potência instalada e as modalidades de participação no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Isso ocorreu por meio das Resoluções Normativas nº 687, de 24 de novembro de 2015 e nº 786, de 17 de outubro de 2017.

Posteriormente ocorreu uma nova atualização realizada por meio da Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023. Esse ato promoveu adequações dos regulamentos da ANEEL às disposições da Lei nº 14.300, de 7 de janeiro de 2022, bem como aos estudos promovidos desde 2018, além de consolidar as disposições referentes à MMGD e ao SCEE nas condições gerais de fornecimento de energia, (ANEEL, 2023). Fato é que desde 2012 com o aumento exorbitante dos sistemas de GD, os sistemas de distribuição estão sendo frequentemente modificados, principalmente por causa do excedente gerado que é injetado na rede, e conseqüentemente novos desafios para a rede de distribuição estão surgindo. A fim de evitar possíveis interrupções é importante manter os dados com informações técnicas dos alimentadores sempre atualizados e estudar os impactos no sistema elétrico causados pelo alto número de penetração de geração distribuída.

Todo sistema de distribuição de energia elétrica possui um limite da quantidade de GD que pode ser integrada a ele sem causar qualquer impacto, conhecido como “*Hosting*

Capacity” do circuito. Instalar mais GD que este limite pode causar efeitos adversos, implicando principalmente na qualidade de energia, e em danos físicos dos equipamentos (JOTHIBASU, DUBEY, SANTOSO, 2016).

2.3 Impactos da inserção massiva de GD

Com a geração sendo alocada diretamente nos pontos de consumo, a micro e minigeração distribuída possibilitam uma redução das perdas elétricas (SILVA, 2017), o que beneficia não apenas a rede, mas também os consumidores que nela estão, uma vez que as perdas adicionam custos nas tarifas. Outro benefício é o aumento de tensão no ponto de inserção da unidade geradora, reduzindo a queda de tensão ao longo do alimentador. De forma geral a inserção de geração distribuída nos alimentadores contribuí também para redução da dependência da matriz elétrica dos recursos hídricos.

O sistema de energia elétrica brasileiro foi projetado prevendo fluxo de potência unidirecional, o que facilita o dimensionamento da proteção dos transformadores e também a seção dos condutores de alimentação (SHAYANI, 2010). Com a intensificação das unidades de GDs o fluxo de potência bidirecional passou a ser parte das características de alguns trechos dos alimentadores, sendo necessário investimento das concessionárias de energia em equipamentos como transformadores, reguladores de tensão e religadores habilitados a receberem fluxo reverso, para adaptar a este novo cenário. Além desses infortúnios os principais impactos nos alimentadores são descritos a seguir.

2.3.1 Sobrecarga

Os alimentadores possuem limites de corrente bem definidos, atrelados ao tipo de cabo utilizado e sua seção transversal, que podem ser ultrapassados principalmente nos picos de geração e a alta alocação de nova geração pode exceder o limite de ampacidade da rede, sendo necessário o recondutoramento do alimentador. Outro fator importante que deve ser sempre mensurado é que a geração localizada pode mascarar sobrecargas no caso de desconexão da geração distribuída, principalmente, em alimentadores com cargas predominantemente industriais. Com efeito, para casos de um mesmo tipo de geração sendo

aplicado em unidades próximas, os sistemas dimensionados para compensar as cargas locais tendem a coincidir os picos de geração e divergir dos consumos pontuais, potencializando os efeitos de sobrecarga (SEGUIN,2016).

2.3.2 Fluxo reverso e sobretensão

Há mais de uma maneira do aumento da geração intermitente impactar as tensões do circuito. Tanto a sobretensão quanto a subtensão podem afetar a qualidade da energia e impactar nos circuitos de controle e proteção ao longo das linhas de distribuição de energia. A instalação da geração próxima a carga em pontos intermediários da linha pode eventualmente auxiliar na regulação da tensão nos momentos de carga pesada (LIMA, 2021). Por outro lado, a alocação de maior potência instalada no final de um alimentador também pode causar sobretensão na rede (SEGUIN, 2016). Num cenário em que se tenha apenas a geração centralizada, o fluxo de potência será unidirecional, formando uma queda de tensão ao longo do circuito de maneira gradual. Já com a adoção da geração fotovoltaica no ponto da carga (considerando um momento de geração maior que a carga local), há uma inversão do fluxo de potência. E, por consequência, também a inversão da queda de tensão, que neste caso se dá no ponto da subestação em relação ao ponto da carga. Geralmente, o controle de tensão é feito utilizando-se bancos de capacitores, com a possibilidade de conexão e desconexão para compensação da tensão, ou por reguladores automáticos de tensão, que utilizam a alteração da posição do tap a fim de manter as tensões dentro dos limites estabelecidos pelas normas. Entretanto, a depender da penetração da geração intermitente, é possível que esses elementos sejam insuficientes para a compensação dos distúrbios causados à rede.

A ANEEL determina os níveis de tensão considerado adequados, precários e críticos, conforme a Tabela 1 a seguir.

Tabela 1 - Limites de variação de tensão determinados pela ANEEL.

Tensão de Atendimento (AT)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação a Tensão Contratada (TC)
Adequada	$0,93TC \leq TL \leq 1,05TC$
Precária	$0,90TC \leq TL < 0,93TC$
Crítica	$TL < 0,90TC$ ou $TL > 1,05TC$

Fonte: Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2023).

Outro fator importante é que o fluxo reverso pode se dar na entrada da subestação, sendo necessário todo um sistema de proteção inteligente para não ocorrer a abertura indevida dos disjuntores. Na ausência de equipamentos habilitados ao fluxo reverso na subestação, este deve ser evitado para não ocorrer interrupções indevidas.

2.3.3 Desequilíbrio de tensão

As redes de distribuição já possuem certos níveis de desequilíbrio entre as fases organicamente, devido à diversidade de ligações monofásicas e bifásicas que ocorrem nos seus nós (PALUDO, 2014). Dessa forma, com a adição de geração distribuída com sistemas monofásicos e bifásicos possibilita uma alta variação no desequilíbrio das fases, podendo causar ainda mais desequilíbrio na rede, ou por raras vezes compensar o desbalanço entre as fases da rede. Para sistemas de geração trifásica, há uma menor tendência de interferência no equilíbrio das tensões, apesar de apresentar também um certo limite de potência a ser instalado, tendo em vista as características de potência predominantemente ativa na geração fotovoltaica.

O Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) define o fator de desequilíbrio no intuito de quantificar e regular seus limites, tendo em vista os efeitos do desbalanceamento das fases na rede. Para valores usuais de redes de distribuição, entre 2,3 kV e 230 kV, o indicador representa um valor de referência de 2% de fator de desequilíbrio, havendo uma tolerância de 5% das medições com transgressão desse valor.

2.3.4 Distorções Harmônicas

Os sistemas de geração intermitente, baseados em fontes eólicas e fotovoltaicas, são conectados à rede através de conversores eletrônicos para a inserção da energia na rede. Em função da atuação dos dispositivos de chaveamento, esses conversores causam a adição de distorções harmônicas no ponto de acoplamento comum (BOLLEN e HASSAN, 2011).

As distorções harmônicas são causadas por dispositivos que possuem uma característica de operação não linear entre tensão e corrente, como motores e transformadores onde os núcleos ferromagnéticos estão sujeitos à saturação. Este fenômeno pode causar sobrecarga do neutro para cargas monofásicas, sobrecarga da rede, envelhecimento prematuro

de cabos, componentes eletrônicos e capacitores.

A utilização de inversores solares em sistemas fotovoltaicos também é responsável por injetar harmônicos na rede, pois os tiristores utilizados no chaveamento possuem uma frequência de chaveamento de 50 a 100 vezes maior que a da rede. Tais equipamentos são responsáveis por distorcer a rede ao injetar correntes com componentes harmônicos, que consequentemente causam uma grave distorção na tensão no ponto de acoplamento da geração distribuída fotovoltaica (SHAYANI, 2010).

O impacto da geração distribuída intermitente, principalmente a geração fotovoltaica, na rede de distribuição é significativo devido à presença de cargas não lineares e seu efeito na circulação de harmônicos. Embora os sistemas fotovoltaicos injetem uma baixa quantidade de harmônicos, a presença de outros equipamentos na rede elétrica, como lâmpadas de LED, televisores, computadores, ar condicionado e carros elétricos, pode levar a altos valores de harmônicos circulando pela rede. A alta circulação de harmônicos pode causar diversos problemas, como superaquecimento dos equipamentos, aumento das perdas elétricas, diminuição da expectativa de vida dos equipamentos e alteração do fator de potência.

O nível de distorção harmônica do sistema influenciará diretamente na qualidade da energia fornecida às cargas, sendo importante atender às normas nacionais para mitigar o impacto das distorções harmônicas causadas pela geração distribuída, como os sistemas fotovoltaicos (OLIVEIRA, 2015).

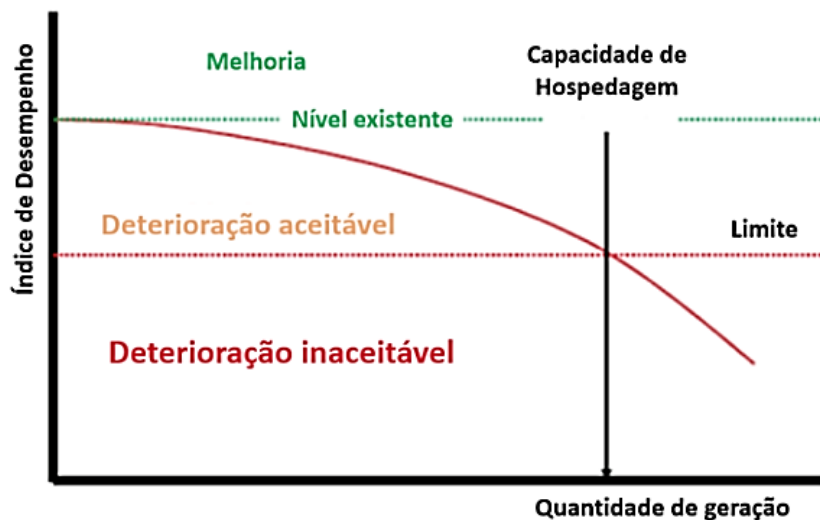
2.3.5 Perdas de Energia

As perdas técnicas no sistema de distribuição dependem do seu carregamento, de forma que quanto mais carga houver na rede, maiores serão as perdas. À medida em que unidades de geração são alocadas próximas aos pontos de consumo e a demanda local é parcialmente ou totalmente atendida, a corrente que flui da subestação até as cargas tende a diminuir (PALUDO, 2014). Entretanto, o excesso de geração pode acarretar em um aumento das perdas. Para casos em que ocorra fluxo reverso, pode haver um aumento de potência ativa na rede, culminando também em maiores perdas técnicas de energia.

2.4 Capacidade de Hospedagem

Conforme mencionado anteriormente, o impacto da geração distribuída pode ser avaliado por uma série de indicadores, de forma a quantificar seu desempenho. Com a adição de geração espalhada ao longo da rede, considera-se que o sistema de distribuição pode receber otimizações em sua operação, visto que a proximidade entre a carga e a geração tende a implicar em uma redução dos fluxos de potência na rede, reduzindo perdas e, eventualmente, compensando níveis de tensão. No entanto, com um aumento significativo na geração intermitente, o sistema passa a apresentar uma redução no desempenho da rede. O limite máximo de geração distribuída que pode ser acomodado na rede é definido como a capacidade de hospedagem (ETHERDEN e BOLLEN, 2011). A Figura 5 ilustra a progressão do índice de desempenho de uma rede de distribuição causada pelo aumento da geração distribuída.

Figura 5 - Capacidade de hospedagem da rede de distribuição



Fonte: Adaptado de (ETHERDEN & BOLLEN, 2011).

Com o aumento da geração distribuída a partir do seu ponto de máximo desempenho, percebe-se uma deterioração gradual dos indicadores que representam o desempenho da rede. A capacidade de hospedagem se coloca como o cenário de maior geração distribuída possível, sem que os limites dos índices de desempenho sejam violados (ETHERDEN & BOLLEN, 2011).

3. O SOFTWARE OPENDSS E A MODELAGEM DO ALIMENTADOR FMAD216

Neste capítulo será apresentado a metodologia utilizada para a modelagem do Alimentador FMAD216 da cidade de Formiga-MG. Inicialmente é apresentado o *software* utilizado nas simulações e, no decorrer do capítulo, são aprofundadas as principais funcionalidades e recursos utilizados para a simulação do alimentador de distribuição.

3.1 Software de simulação para sistemas de Distribuição

Os programas de simulação de sistemas elétricos começaram a ser desenvolvidos e utilizados nas décadas de 1950 e 1960, à medida que os computadores eletrônicos se tornaram mais acessíveis e poderosos. Esses programas foram criados para auxiliar engenheiros e operadores de sistemas elétricos na análise e planejamento de redes de energia elétrica. Um dos primeiros programas de simulação notáveis foi o programa de fluxo de potência desenvolvido por John J. Grainger e William D. Stevenson Jr. na década de 1960. Este programa permitia a análise do fluxo de potência em redes elétricas, ajudando a determinar as tensões e correntes em vários pontos do sistema, (GRAINGER; STEVENSON, 2016).

Na década de 1970, com o avanço da tecnologia de computadores e o aumento na complexidade das redes elétricas, os programas de simulação foram expandidos para incluir análises de transitórios eletromagnéticos, estudos de curto-circuito, análises de estabilidade, entre outras funcionalidades.

A partir da década de 1980 até os dias atuais, vários *softwares* foram desenvolvidos para simulação de sistemas elétricos, como a ETAP e CYME, que foram pioneiros no setor, além de outros mais recentes como, *OpenDSS*, *PSS/E*, *DIgSILENT PowerFactory*, *MATLAB/Simulink*, *GridLAB-D*, entre outros.

Atualmente, existe uma gama de *softwares* para estudo e operação dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica. A escolha depende das necessidades específicas da análise do sistema de distribuição, da complexidade da rede e das preferências da organização ou engenheiro que está realizando a análise. Cada programa tem suas características e vantagens particulares. Dentre os vários *softwares*, disponíveis existem os de código aberto que normalmente são gratuitos, e os de código fechado, que em grande parte são comercializados. É importante observar que a escolha entre *software* de código aberto e

software proprietário depende das necessidades e dos recursos de cada organização ou usuário. Não existe uma abordagem única que seja a melhor para todos os cenários. Em muitos casos, as organizações optam por uma combinação de ambos, escolhendo software de acordo com as necessidades e os objetivos específicos de cada projeto.

No Brasil, um dos órgãos responsáveis por desenvolver soluções tecnológicas para o Sistema Elétrico de Potência (SEP) brasileiro é o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), criado em 1974, estando vinculado a Eletrobras. O CEPEL foi o responsável pelo desenvolvimento dos principais *softwares* de estudos do sistema elétrico utilizados no Brasil, que são o ANAREDE (Análise de redes), ANAFAS (Análise de Falhas Simultâneas) e ANATEM (Análise de Transitórios Eletromecânicos), todos de código fechado (CEPEL, 2023).

Neste trabalho, optou-se por utilizar o OpenDSS (*Distribution System Simulator*) que é um *software* livre (*open source*) que pode, portanto, ser utilizado e modificado por qualquer usuário sem nenhum tipo de ônus ou obrigação para com o desenvolvedor. Seu desenvolvimento iniciou-se em 1997 na *Electrotek Concepts*, por Roger Dungan e Thomas McDermott. Em 2004 o *OpenDSS* foi comprado pela EPRI *Solutions* e, em 2008, tornou-se um programa *open source* a fim de se somar a outros esforços para as modernizações na área de *Smart Grid*. Foi inicialmente concebido com o intuito de criar uma ferramenta que fosse capaz de modelar subestações e os circuitos de distribuição entre elas numa linguagem orientada a objetos que diminuísse o trabalho de complicadas linguagens e sistemas de conversão existentes na época.

O *OpenDSS* é amplamente utilizado para a simulação e análise de sistemas de distribuição elétrica em estudos de fluxo de carga, análise de tensão, análise de curto-circuito e diversos outros recursos já foram e ainda continuam a serem implementados (DUGAN; MONTENEGRO, 2023).

Devido à sua natureza de código aberto, ele tem uma comunidade ativa de usuários e desenvolvedores e, portanto, existe uma tendência crescente na utilização deste software em uma variedade de setores e aplicações, sendo impulsionada por várias razões, incluindo: custo, flexibilidade, segurança, independência de fornecedor e inovação colaborativa. Outra vantagem é a possibilidade de integração com outras ferramentas como Python, Matlab e softwares específicos de otimização. No Brasil, o *OpenDSS* ganhou notoriedade assim que a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) decidiu utilizá-lo como máquina de cálculo do seu software chamado Progeoperdas, software que é responsável pelo cálculo das perdas técnicas das concessionárias de energia elétrica. Como resultado desde 2014, o *OpenDSS* vem ganhando mais usuários no Brasil, se consolidando como o segundo país com mais usuários no mundo

(DUGAN; MONTENEGRO,2023).

3.2 Princípio de Funcionamento do OpenDSS

O *OpenDSS* possui diversas funcionalidades, sendo utilizado para variados problemas do setor de distribuição e subtransmissão. A versão executável possui uma interface de usuário básica baseada em texto para auxiliar os usuários no desenvolvimento de *scripts* e na visualização de soluções. O programa suporta quase todas as análises de estado estacionário, ou seja, domínio da frequência, comumente realizadas para planejamento e análise de sistemas de distribuição. Além disso, suporta novos tipos de análises concebidas para satisfazer necessidades futuras que já estão sendo implementadas. Muitos dos recursos encontrados no programa foram originalmente planejados para dar suporte às necessidades de análise de geração distribuída. Outros recursos oferecem suporte à análise da eficiência energética do fornecimento de energia, aplicações de redes inteligentes e análise de harmônicos. O *OpenDSS* foi projetado para ser expansível indefinidamente, de modo que possa ser facilmente modificado para atender às necessidades futuras, alguns exemplos de utilização do *software* são: planejamento e análise de distribuição, análise geral de circuito de corrente alternada (CA) multifásico, análise de interconexões de geração distribuída, simulações anuais de carga e geração, estudos de planejamento de distribuição baseados em riscos, estudos de planejamento probabilístico, simulação de sistema solar fotovoltaico, simulações de usinas eólicas, modelagem de transformadores auxiliares de estação de usina nuclear, avaliação de controle e automação da distribuição, simulação de sistema de proteção, estimativa do estado de distribuição, aumento da tensão em sistemas de transmissão, análise de distorção harmônica e inter-harmônica (DUGAN; MONTENEGRO,2023).

O programa possui vários modos de solução integrados, a escolha do modo a ser utilizado deve ser escolhida com base na finalidade do estudo que está sendo desenvolvido. O *OpenDSS* foi projetado para realizar um fluxo de energia básico no estilo distribuição radial, no qual o sistema de energia em massa é a fonte dominante de energia. No entanto, ele difere dos solucionadores de circuitos radiais tradicionais porque resolve sistemas de distribuição em rede em malha tão facilmente quanto sistemas radiais. O modelo de circuito empregado pode ser um modelo multifásico completo ou um modelo simplificado de sequência positiva. O fluxo de potência é executado em vários modos de solução, incluindo o modo *Snapshot*, modo *Dayle*, modo *Dutycycle*, modo *Monte Carlo* e vários modos onde a carga varia em função do tempo.

O tempo pode ser qualquer período arbitrário; normalmente para fins de planejamento, é adotado o estudo de 24 horas, um mês ou um ano. Quando um fluxo de potência é concluído, as perdas, tensões, fluxos e outras informações ficam disponíveis para todo o sistema. Para cada instante de tempo, as perdas são reportadas como perdas em kW, por exemplo. Modelos de medidores de energia podem ser usados para integrar a potência ao longo de um intervalo de tempo ou fornecer uma infinidade de informações sobre sobrecargas e perdas. O fluxo de potência pode ser calculado tanto para circuitos de distribuição radial quanto para sistemas de rede fechados com múltiplas fontes (DUGAN; MONTENEGRO,2023). Os dois tipos básicos de solução de fluxo de potência são:

1. Fluxo de potência iterativo
2. Solução direta

Para o fluxo de potência iterativo, elementos não lineares como cargas e geradores distribuídos são tratados como fontes de injeção de corrente. Na solução direta, elas são incluídas como admitâncias na matriz de admitâncias do sistema, que é então resolvida diretamente, sem iteração. Qualquer um desses dois tipos de soluções pode ser usado para qualquer um dos vários modos de solução, definindo a propriedade global *LoadModel* como “*Admittance*” ou “*Powerflow*”. Existem dois algoritmos de fluxo de potência iterativos atualmente empregados:

1. Modo de injeção de corrente “Normal”
2. Modo “Newton”.

O método de solução do modo Normal é um método iterativo de ponto fixo relativamente simples e funciona muito bem para quase todos os sistemas de distribuição com uma fonte de energia. É o método preferido para simulações no modo anual e outras simulações longas em tempo sequencial devido à sua velocidade (DUGAN; MONTENEGRO,2023). O método de solução normal foi atualizado ao longo do desenvolvimento do OpenDSS e agora é quase tão robusto quanto o modo Newton.

Neste estudo foi utilizado o modo Fluxo de Potência (iterativo) com simulação diária (*Daily Power Flow*), que é basicamente o cálculo dos parâmetros elétricos do alimentador utilizando o cálculo do fluxo de potência no período de 24 horas.

3.3 Modelagem do Alimentador FMAD216 de Formiga MG

Antes de efetivamente executar a simulação foi necessário inserir, via linha de códigos informações pertinentes ao alimentador estudado, representando as características das linhas e dos equipamentos elétricos no *OpenDSS*. Para o entendimento da modelagem do alimentador será apresentado todos as principais ferramentas utilizadas no *OpenDSS* e os parâmetros fornecidos a cada elemento.

Neste estudo, foi utilizado como circuito de análise um dos alimentadores da cidade de Formiga-MG, que está dentro da área de concessão da CEMIG. A partir das experiências profissionais do autor e informações de domínio público adquiridas com inspeção local, foi possível elaborar uma modelagem aproximada do alimentador analisado. Assim, informações como o posicionamento no mapa geográfico na área rural e a distribuição das cargas do alimentador foram aproximadas. A modelagem aproximada do alimentador FMA216 foi dividida nas seguintes partes: linha de transmissão, subestação, condutores, estruturas construtivas, linhas de distribuição, distribuição de cargas ao longo do alimentador e usinas fotovoltaicas em operação. A seguir é detalhado cada um destes itens.

3.3.1 Modelagem da linha de transmissão

A linha de transmissão que atende a cidade de Formiga-MG é derivada da subestação abaixadora de Pimenta-MG, que converte a tensão de 345 kV recebidas de 2 usinas do complexo de Furnas, para a tensão de 138 kV. A Figura 6 ilustra a linha de subtransmissão 138 kV que alimenta a cidade de Formiga-MG.

Figura 6 - Rede de transmissão 138 kV que alimenta a cidade de Formiga-MG.



Fonte: Próprio Autor.

No *OpenDSS* a linha de transmissão é modelada pelo comando *Circuit*. Neste comando é inserido informações referentes ao nível de tensão, frequência e níveis de curto-circuito, sendo fundamental para a simulação do alimentador. A Figura 7 indica as linhas de código e os principais parâmetros utilizados na representação da linha de subtransmissão.

Figura 7 – Linhas de código que representando a linha de subtransmissão.

```

7 //*****//
8 /* Representação da linha de Transmissão 138KV-----*/
9
10 Clear
11
12 New Circuit.Subtransmissao model=thevnin basekv=138 basefreq= 60
13 ~ pu=1.0 phases=3 Bus1=216000
14 ~ angle=30 MVAsc3=30000 MVAsc1=32000
15 AddBusMarker Bus=216000 code=5 color=Red size=3

```

Fonte: Elaborado pelo próprio autor, 2023.

O elemento *Circuit* incluído nas linhas de código é essencial para a simulação do alimentador. É este elemento que representa a fonte principal de fornecimento de energia do circuito a ser analisado. Neste elemento, é possível inserir características gerais dos alimentadores. Os parâmetros incluídos neste comando são os mesmos mostrados na Tabela 2. Neste estudo, o elemento *Circuit* foi utilizado conectando o terminal 1 ao barramento 216000, sendo o primeiro barramento do circuito. O terminal 2 foi omitido, estando por padrão conectado a terra.

Tabela 2 - Descrição dos parâmetros inseridos ao elemento *Circuit*.

Descrição	Comando OpenDSS	Parâmetro	Unidade de Medida
Modelo	model	Thevenin	-
Tensão de Linha	baseKv	138	KV
Potência de Curto-Circuito Trifásico	mvasc3	30000	MVA
Potência de Curto-Circuito Monofásico	mvasc1	32000	MVA
Número de Fases	phases	3	-
Frequência	basefreq	60	Hz

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

O comando *AddBusMarker*, inserido na linha 15 do código na Figura 7, adiciona uma marcação no barramento 216000, para identificar a fonte geradora no diagrama unifilar.

3.3.2 Modelagem da subestação

A subestação número 2 de Formiga conta com 2 transformadores de 12,5 MVA. Na Figura 8 é possível visualizar a Subestação Número 2 de Formiga-MG localizada na Rua Alfredo Avelar.

Figura 8- Subestação número 2 de Formiga-MG.



Fonte: Google Earth, 2023.

No *OpenDSS* a subestação é representada pela inserção dos transformadores abaixadores de 12,5 MVA por meio do comando *Transformer*. As principais características elétricas inseridas são: número de fases, número de enrolamentos, perda percentual do enrolamento de alta tensão para o enrolamento de baixa tensão, perda percentual em plena carga, perda percentual sem carga, corrente de magnetização e forma construtiva dos enrolamentos. As linhas de códigos para a parametrização do transformador podem ser visualizadas na Figura 9.

Figura 9 - Linhas de código que representam a subestação número 2 de Formiga-MG

```

17 /* -----Representação do Transformador da subestação-----
18
19 New transformer.Trafo1 phases=3 xhl=6 windings=2
20 ~ %loadloss=0.90 %noloadloss=0.12 %imag=0.5
21 ~ wdg=1 Bus=216000 kV=138 kva=12500 conn=delta
22 ~ wdg=2 Bus=216001.1.2.3.0 kV=13.8 kva=12500 conn=weye
23
24 New transformer.Trafo2 phases=3 xhl=6 windings=2
25 ~ %loadloss=0.90 %noloadloss=0.12 %imag=0.5
26 ~ wdg=1 Bus=216000 kV=138 kva=12500 conn=delta
27 ~ wdg=2 Bus=216001.1.2.3.0 kV=13.8 kva=12500 conn=weye
28
  
```

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

Na Tabela 3 a seguir é possível verificar os principais parâmetros inseridos para a modelagem dos transformadores e os comandos utilizados no *OpenDSS*:

Tabela 3- Parâmetros inseridos ao comando *Transformer* no *OpenDSS*.

Descrição	Comando OpenDSS	Parâmetro	Unidade de Medida
Número de Fases	phases	3	-
Número de Enrolamentos	windings	2	-
Conexão do enrolamento de Alta	conn	delta	-
Conexão do enrolamento de Baixa	conn	wye	-
Potência do enrolamento primário	kVA	12500	KVA
Tensão do enrolamento primário	KV	138	KV
Potência do enrolamento secundário	kVA	12500	KVA
Tensão do enrolamento secundário	KV	13,8	KV
Perdas entre os enrolamentos	%xhl	6	percentual
Perdas a vazio	%Noloadloss	0,9	percentual
Perdas plena carga	%Loadloss	0,12	percentual
Corrente de magnetização	%imag	0,5	percentual

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

O secundário dos transformadores é fisicamente construído como estrela, com o ponto comum aterrado. Essa informação é inserida por padrão ao informar que o secundário do transformador está conectado ao barramento 216001 e este possui 4 pontos de conexões, sendo equivalente às 3 fases e o neutro aterrado. Os valores inseridos na Tabela 3 são valores típicos de transformadores de subestações desabrigadas.

3.3.3 Modelagem dos condutores

Os principais condutores utilizados na média tensão do sistema de distribuição da cidade Formiga ainda são do tipo Cabo de Alumínio com Alma de Aço (CAA), sendo em que alguns pontos recentemente construídos estão sendo utilizados Cabo de Alumínio Protegido (CA-P). Esses cabos são amplamente utilizados devido às suas características de alta condutividade elétrica, leveza e resistência à corrosão, tornando-os adequados a distribuição de energia em média tensão. Os cabos CAA, devido ao fato de serem nus, sem nenhuma proteção, estão mais vulneráveis ao ambiente externo, sendo mais comum a ocorrência de falhas ocasionadas por animais e vegetação, portanto neste sentido o CA-P, cabos com proteção, são

a melhor solução para ambientes com alta densidade de vegetação. Na Figura 10 a seguir é possível visualizar um cabo CA-P um cabo CAA.

Figura 10 - Cabo Elétricos de Média tensão, Cabo CA-P (cabo de alumínio protegido) e cabo CAA (cabo de alumínio com alma de aço).



Fonte: CABOMARQ, 2023

No *OpenDSS* estes cabos foram modelados pelo comando *Wiredata*, que possibilitou inserir nas linhas de códigos características físicas dos condutores como, raio, resistência elétrica do material e também parâmetros elétricos como, capacidade de condução de corrente e o raio médio geométrico (raio efetivo). Na Figura 11 a seguir é apresentado a modelagem dos cabos CAA 4/0 AWG (*American Wire Gauge*) e CA 150 mm² no *OpenDSS*.

Além da modelagem destes dois cabos da Figura 11, foi modelado também os cabos CA 336 AWG, 1/0 AWG e CA 240 mm². As linhas de códigos que modelam todos os cabos elétricos utilizados neste trabalho podem ser verificados no Apêndice B.

Figura 11 - Linhas de Código que representam os cabos elétricos do alimentador FMAD216.

```

58 | L/* -----Modelagem do Cabos Elétricos-----
59 | New Wiredata.CA_150mm2
60 | ~ radius = 7.2          !raio do condutor
61 | ~ radunits = mm        ! unidade de medida do raio condutor
62 | ~ Rac = 0.264          !ohm/km
63 | ~ Runits = km          ! unidade de resistência por km
64 | ~ normamps = 445       ! capacidade de condução de corrente
65 | ~ GMRac = 6.035        !GMR - Geometric Mean Radius
66 | ~ GMRunits = mm
67 |
68 | New WireData.CAA_4/0AWG !107,2mm2
69 | ~ radius = 7.1505      !raio do condutor verificado
70 | ~ radunits = mm        ! unidade de medida do raio condutor
71 | ~ Rac = 0.390          !ohm/km
72 | ~ Runits = km          ! unidade de resistência por km
73 | ~ normamps = 357       ! capacidade de condução de corrente
74 | ~ GMRac = 4.81         !GMR - Geometric Mean Radius
75 | ~ GMRunits = mm

```

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

Na Tabela 4 é possível verificar os principais parâmetros inseridos para a modelagem dos cabos elétricos e os comandos utilizados no *OpenDSS*.

Tabela 4 - Exemplo de parâmetros inseridos ao comando *Wiredata* no *OpenDSS*.

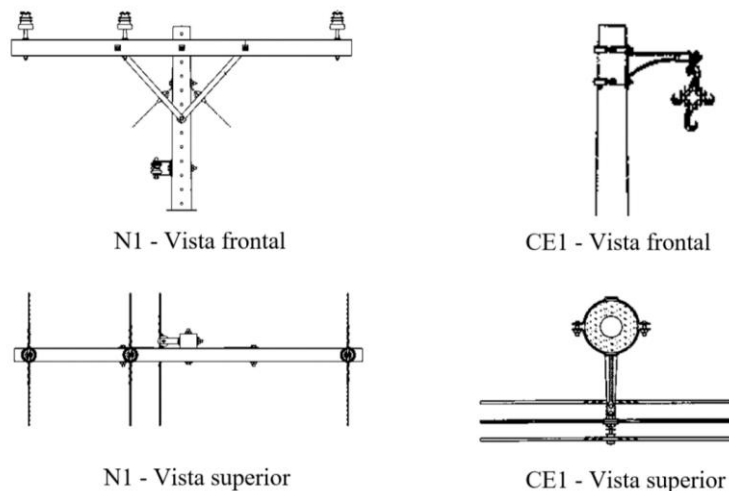
Cabo	Descrição	Comando OpenDSS	Parâmetro	Unidade de Medida
	Raio do Condutor	<i>radius</i>	7,2	mm
CA 150 mm²	Resistência por unidade de comprimento	<i>Rac</i>	0,264	Ohm/km
	Capacidade de condução de corrente	<i>normamps</i>	445	A
	Raio Médio Geométrico	<i>GMRac</i>	6,035	mm
	Raio do Condutor	<i>radius</i>	7,15	mm
CAA 4/0 AWG	Resistência por unidade de comprimento	<i>Rac</i>	0.390	Ohm/km
	Capacidade de condução de corrente	<i>normamps</i>	357	A
	Raio Médio Geométrico	<i>GMRac</i>	4,81	mm

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

3.3.4 Modelagem das Estruturas

As duas principais formas construtivas das redes de distribuição em média tensão (MT) são as estruturas denominadas como redes convencionais e redes compactas, que são estruturas aéreas amplamente utilizadas pela CEMIG. Neste estudo serão consideradas as estruturas N1 e CE1, que podem ser visualizadas na Figura 12.

Figura 12 - Estruturas N1 e CE1 utilizadas na simulação do alimentador.



Fonte: Adaptado das normas ND2.1 e ND 2.7. CEMIG, 2023.

No *OpenDSS* essas estruturas foram inseridas na criação dos tipos de geometria pelo comando *Linegeometry*, incluindo ao código a disposição geométricas dos condutores nas estruturas CE1 e N1, em conformidade com as normas de construção de linhas de distribuição aéreas da (CEMIG (ND2.1 e ND2.7), 2023).

Para as redes tipo compacta, foi utilizado como referência o espaçador losangular com as dimensões apropriadas para tensão de até 15 kV. Neste espaçador às fases A B e C estão espaçadas em 200 mm. Na rede compacta a fase A e C estão a 10,45m de altura do solo e a fase B a 10,3m. (CEMIG (ND2.1 e ND2.7), 2023).

Para as redes tipo convencional, foi utilizado como referência as dimensões apropriadas para tensão de até 15 kV, com isoladores do tipo pilar parafusados em cruzetas de 2,4 metros; a fase A e B estão separadas em 1,5 m; enquanto a fase B e C estão separadas em 0,7 metro. Para esta configuração de rede a altura das fases em relação é uniforme de 11 metros, (CEMIG (ND2.1 e ND2.7), 2023).

Na Figura 13 é apresentado a modelagem das estruturas CE1 e N1 no *OpenDSS*, foi criado um tipo de estrutura para cada tipo de cabo utilizado, o código completo com todas as estruturas utilizadas pode ser verificado no Apêndice B. Na Figura 13 é apresentado uma amostra do código, com o cabo protegido CA 150mm² e cabo convencional 4/0 AWG.

Figura 13 - Linhas de Código que representam as principais estruturas do alimentador FMAD216

```

11 | //-----Modelagem das Estruturas CE1 e N1 -----//
12 |
13 | New Linegeometry.FMAD216_RedeCompacta_CA_150mm !Estrutura CE1
14 | ~ nconds=3
15 | ~ nphases=3
16 | ~ cond=1 Wire=CA_150mm2 x=0.2 h=10.45 units=m
17 | ~ cond=2 Wire=CA_150mm2 x=0 h=10.3 units=m
18 | ~ cond=3 Wire=CA_150mm2 x=-0.2 h=10.45 units=m
19 |
20 | New Linegeometry.FMAD216_Convencional_CAA_4/0 !Estrutura N1
21 | ~ nconds=3
22 | ~ nphases=3
23 | ~ cond=1 Wire=CAA_4/0AWG x=0 h=11 units=m
24 | ~ cond=2 Wire=CAA_4/0AWG x=0.7 h=11 units=m
25 | ~ cond=3 Wire=CAA_4/0AWG x=1.5 h=11 units=m

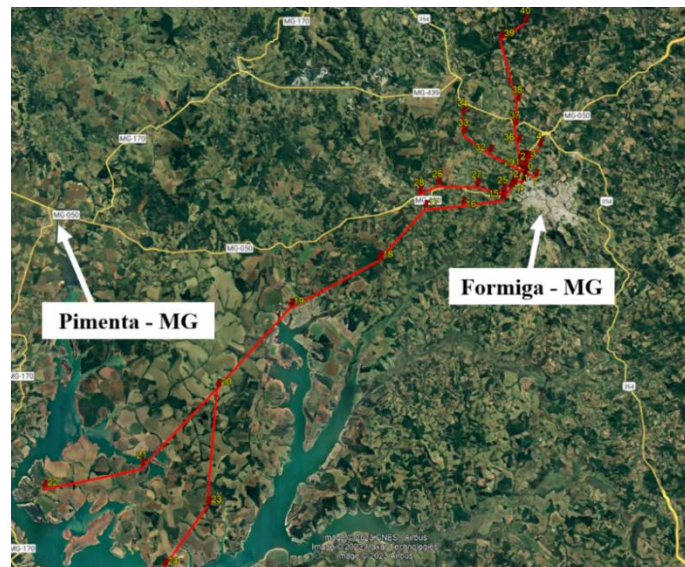
```

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

3.3.5 Modelagem das Linhas de distribuição

As linhas de distribuição do alimentador foram formadas utilizando o comando *Line*. Com este comando foi possível criar as linhas de distribuição e representar toda a extensão alimentador FMAD216. Neste comando foi fornecido o comprimento de cada linha e indicado o posicionamento geográfico através do posicionamento de cada barramento. Na Figura 14 é possível visualizar a formação aproximada do alimentador e sua disposição no mapa geográfico, destacado em vermelho. O alimentador FMAD216 tem comprimento de aproximadamente 40 km, atendendo clientes urbano e rurais, com perfis residencial e também industrial.

Figura 14 - Representação do Alimentador FMAD216 no mapa geográfico.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

Neste comando também é definido o tipo de geometria utilizado em cada linha. Na Figura 15 tem-se uma amostra do código em que é definido as linhas 1 e 2 do alimentador FMAD216. No total foram registrados 41 barramentos para representar todas as linhas de distribuição da rede tronco do alimentador. No Apêndice B é possível verificar todas as linhas de distribuição que foram criadas.

Figura 15 - Linhas de Código que representam algumas das Linhas de Distribuição do alimentador FMAD216, criadas no OpenDSS.

```

1
2 //-----Exemplos de Linhas de Distribuição -----//
3 // LINHAS COMPACTAS - 150mm2 - max 445A
4 New Line.FMAD_216_0102 Bus1=216001 Bus2=216002
5 ~ Geometry= FMAD216_RedeCompacta_CA_240mm
6 ~ Length=0.078 units=km
7
8 // LINHAS COMPACTAS - 240mm2 - max 588A
9 New Line.FMAD_216_0203 Bus1=216002 Bus2=216003
10 ~ Geometry= FMAD216_RedeCompacta_CA_150mm
11 ~ Length=0.698 units=km
12
13 // LINHAS CONVENCIONAIS 1/0 - 53,52 mm2 - max 235A
14 New Line.FMAD_216_1718 Bus1=216017 Bus2=216018
15 ~ Geometry= FMAD216_Convencional_CAA_1/0
16 ~ Length=5.272 units=km
17
18 // LINHA CONVENCIONAIS 4/0 - 107,2mm2 - max 357A
19 New Line.FMAD_216_1516 Bus1=216015 Bus2=216016
20 ~ Geometry= FMAD216_Convencional_CAA_4/0
21 ~ Length=3.261 units=km
22
23 // LINHAS CONVENCIONAIS 336 - 170,5 mm2 - max 495A
24
25 New Line.FMAD_216_1425 Bus1=216014 Bus2=216025
26 ~ Geometry= FMAD216_Convencional_CA_336
27 ~ Length=0.568 units=km

```

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

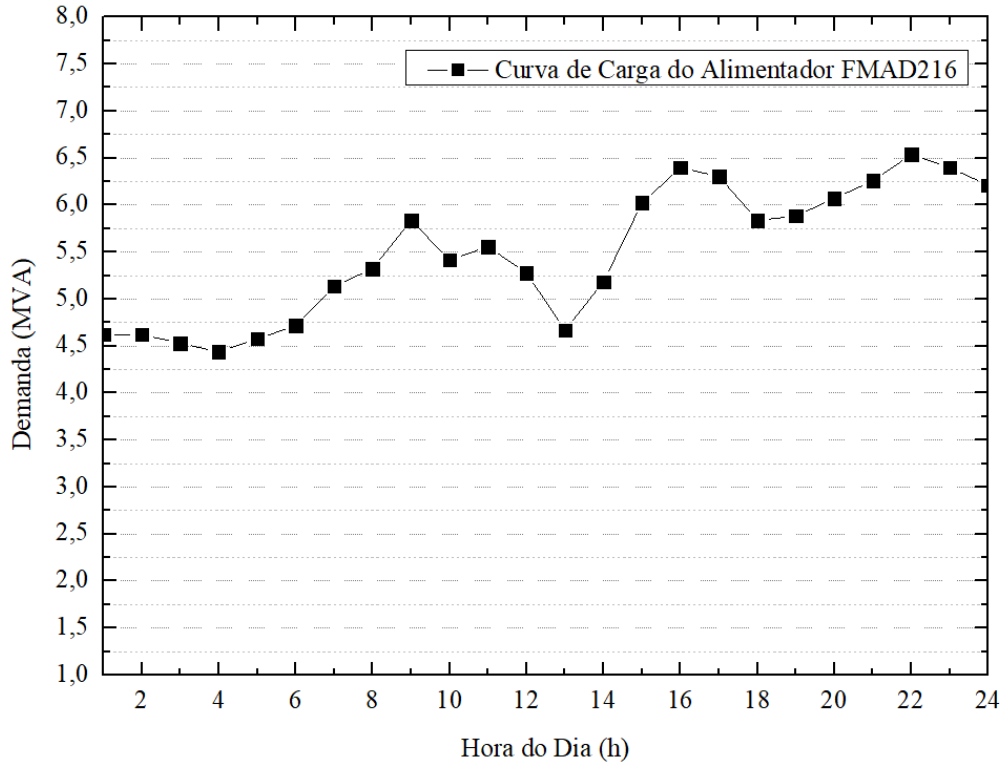
3.3.6 Modelagem e distribuição das cargas

As cargas consideradas na simulação do alimentador foram inseridas considerando a demanda do alimentador, que tem uma corrente média em torno de 250A e uma potência média 2 MVA por fase, conforme informação repassada ao autor em visita técnica a subestação no dia 14/08/2023. Com a informação de demanda total, foi possível distribuir as cargas considerando a quantidade de residências, comércios e indústrias na área percorrida pelo alimentador. Na representação das cargas foram inseridas cargas trifásicas desequilibradas com fator de potência constante de 0,92, mínimo exigido pela norma 5.1 e 5.2 da CEMIG, regulamentado pelo Módulo 8 do PRODIST.

No *OpenDSS* as cargas foram modeladas por dois comandos, *Load* e *LoadShape*. Primeiro foi definido o *LoadShape*, que descreve a forma como a carga se comporta em um determinado período. Em sequência foi definido as cargas com o comando *Load*, que possibilitou inserir e o seu barramento de conexão, potência e fator de potência de cada carga. A curva de carga do alimentador foi estimada de acordo com a corrente do alimentador e sua

curva típica de demanda. Na Figura 16 é possível visualizar o comportamento das cargas do alimentador ao longo de 24 horas.

Figura 16 - Curvas de carga do Alimentador FMAD216.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

Na Figura 17 é possível verificar a utilização do comando *LoadShape* para inserir a curva de carga no *OpenDSS*.

Figura 17 - Linhas de Código que representa a curva de carga no *OpenDSS*.

```

2
3  New LoadShape.Curva_de_Carga npts=24 interval= 1
4  ~ mult=(0.71 0.71 0.69 0.68 0.7 0.72
5    0.79 0.81 0.89 0.83 0.85 0.81
6    0.71 0.79 0.92 0.98 0.96 0.89
7    0.9 0.93 0.96 1 0.98 0.95)
8
9

```

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

Na Figura 18 é possível verificar a utilização do comando *Load*, para a inserção das cargas no alimentador. Nesta figura é retirada uma amostra do código geral que mostra a inserção de uma carga desequilibrada conectada em estrela ao barramento 23.

Figura 18 - Linhas de Código no OpenDSS que representam uma carga trifásica desequilibrada com fator de potência constante conectada em estrela.

```

3 /* -----Representação da Carga 23 ----- */
4 New Load.Carga023a phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216023.1
5 ~ KV = 7.9674 KVA = 30 pf = 0.92 daily=Semana
6 New Load.Carga023b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216023.2
7 ~ KV = 7.9674 KVA = 31 pf = 0.92 daily=Semana
8 New Load.Carga023c phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216023.3
9 ~ KV = 7.9674 KVA = 28 pf = 0.92 daily=Semana

```

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

O parâmetro *model* é definido como 1 para modelar a carga com fator de potência constante, com essa configuração a potência ativa e reativa variam de forma proporcional. O parâmetro *daily* faz a conexão do comportamento da carga ao longo do dia inserida no comando *LoadShape*. As tensões de referência foram consideradas como sendo 7.967,4 volts, uma vez que estão sendo representadas na rede tronco e estão conectadas em estrela. O código completo contendo todas as cargas inseridas ao alimentador podem ser verificados no Apêndice C.

3.3.7 Reguladores de Tensão

No alimentador FMAD216 existem diversos reguladores de tensão, para adequar o nível de tensão na rede tronco e também em suas ramificações. Na modelagem proposta neste trabalho foram inseridos 5 reguladores de tensão existentes na rede tronco para adequar os níveis de tensão aos parâmetros exigidos e considerados adequados pela ANEEL. Foi inserido em primeira análise um regulador de tensão trifásico, conectado em delta na subestação, no entanto foi necessário inserir mais 4 reguladores, desta vez distribuídos ao longo do alimentador, conectados em estrela, para adequar os barramentos mais extremos. A Tabela 5 indica os reguladores de tensão utilizados.

Tabela 5 - Posicionamento dos reguladores em relação a subestação

Regulador	Barramento	Distância da Subestação (Km)
Regulador 0	1	0
Regulador 1	11	2,2
Regulador 2	18	15,1
Regulador 3	20	31,1
Regulador 4	36	2.0

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

Na Tabela 6 é mostrado os principais parâmetros inseridos no *OpenDSS* para a configuração do regulador de tensão da subestação.

Tabela 6- Parâmetros inseridos ao *OpenDSS*, para a modelagem do regulador de tensão da Subestação de Formiga-MG.

Regulador	Descrição	Comando OpenDSS	Parâmetro	Unidade de Medida
Regulador da Subestação (0)	Tipo de Conexão do Primário	<i>delta</i>	-	-
	Tipo de Conexão do Secundário	<i>delta</i>	-	-
	Tensão no enrolamento Primário	<i>KV</i>	13.8	KV
	Tensão no enrolamento Secundário	<i>KV</i>	13.8	KV
	Tensão da Caixa de Comando	<i>Vreg</i>	120	V
	Relação entre a Tensão de Controle e a Tensão Regulada	<i>ptratio</i>	115	-
	Largura de Faixa de Controle da Tensão	<i>band</i>	3	V
	Corrente Nominal no Primário do TC	<i>Ctprim</i>	500	A
	Resistência de Linha a ser compensada	<i>R</i>	2	V
	Reatância de Linha a ser compensada	<i>X</i>	3	V
Tempo de Retardo para Atuação	<i>delay</i>	0	s	

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023

Na Tabela 7 são mostrados os principais parâmetros inseridos no *OpenDSS* para a configuração dos reguladores de tensão posicionados ao longo do alimentador.

Tabela 7 - Parâmetros inseridos ao *OpenDSS*, para a modelagem dos reguladores de tensão distribuídos no alimentador.

Regulador	Descrição	Comando OpenDSS	Parâmetro	Unidade de Medida	
Reguladores de Linha (1,2,3 e 4)	Tipo de Conexão do Primário		<i>wye</i>	-	-
	Tipo de Conexão do Secundário		<i>wye</i>	-	-
	Tensão no enrolamento Primário		<i>KV</i>	7.967	KV
	Tensão no enrolamento Secundário		<i>KV</i>	7.967	KV
	Tensão da Caixa de Comando		<i>Vreg</i>	120	V
Reguladores de Linha (1,2,3 e 4)	Potência		<i>KVA</i>	167	KVA
	Relação entre a Tensão de Controle e a Tensão Regulada		<i>ptratio</i>	66,4	-
	Largura de Faixa de Controle da Tensão		<i>band</i>	3	V
	Corrente Nominal no Primário do TC		<i>Ctprim</i>	300	A
	Resistência de Linha a ser compensada		<i>R</i>	6	V
	Reatância de Linha a ser compensada		<i>X</i>	9	V

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023

O tempo de atraso dos reguladores de linhas foram definidos conforme Tabela 8:

Tabela 8 - Tempo de retardo para a atuação dos reguladores de Linha.

Regulador	Descrição	Comando OpenDSS	Parâmetro	Unidade de Medida
Regulador 1			10	s
Regulador 2	Tempo de Retardo para Atuação	delay	30	s
Regulador 3			60	s
Regulador 4			10	s

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023

Na Figura 19 a seguir é possível verificar um exemplo de modelagem de um regulador de tensão monofásico. Foram inseridos 3 reguladores monofásicos em cada barramento de linha regulado. No Apêndice D é possível verificar a modelagem dos 5 reguladores de tensão utilizados neste TCC. A função reversa do regulador foi ativada para todos os reguladores de Linha, para o adequado funcionamento do equipamento sob fluxo reverso, cenário que será estudado na inserção em massa de geração distribuída fotovoltaica.

Figura 19 - Linhas de Código no *OpenDSS* que representam um regulador de tensão monofásico.

```

4  /* -----Representacao dos reguladores de tensao monofásicos----- */
5
6  /* Regulador 4 Fase A ----- */
7  New Transformer.Reg004a
8  ~ phases=1 !Número de Fases
9  ~ windings=2 ! Número de Enrolamentos
10 ~ xhl=0.01 ! Pedas entre os enrolamentos primário e secundário
11 ~ %LoadLoss=0.001 ! Perdas a vazio
12 ~ wdg=1 bus=216036.1 kV=7.967 kva=167 ! tensao e potência no primário
13 ~ wdg=2 bus=216036_reg.1 kV=7.967 kva=167 !tensao e potência secundário
14
15 New regcontrol.Reg004a transformer=Reg004a
16 ~ winding=2 ! Quantidade de enrolamentos
17 ~ vreg=120! tensão de controle
18 ~ band=2 ! Largura de banda para a barra controlada
19 ~ ptratio=66.3952 ! relação entre tensão de controle a tensão no primário
20 ~ CTprim=300 ! corrente nominal primária
21 ~ reversible = yes ! Permite atuação em caso de fluxo reverso
22 ~ R=2 ! Compensação em Volts para a resistência de Linha
23 ~ X=3 ! Compensação em Volts para a reatância de Linha
24 ~ delay =15 ! Atraso temporal na atuação
25 ~ revDelay =5 ! Atraso temporal na atuação reversa

```

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

3.3.8 Banco de Capacitores

Foi inserido ao alimentador um banco de capacitores no barramento 25 para reduzir as perdas no alimentador. Este capacitor está conectado paralelo a rede em conexão delta. Na Tabela 9 é possível verificar os parâmetros utilizados na modelagem do capacitor e na Figura 20 é mostrado a modelagem no *OpenDSS*.

Tabela 9 - Parâmetros inseridos ao *OpenDSS*, para a modelagem do banco de capacitores.

Descrição	Comando OpenDSS	Parâmetro	Unidade de Medida
Número de Fases	<i>phases</i>	3	-
Potência dos Capacitores	kVAr	75	kVAr
Tensão do enrolamento primário	kV	13,8	kV
Tipo de Conexão	<i>conn</i>	Delta	-

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

Figura 20 - Linhas de Código no *OpenDSS* que representam o banco de capacitor trifásico conectado ao alimentador.

```

41  /* -----Representação do banco de capacitor----- */
42  New Capacitor.C1
43  ~ bus1 = 216026
44  ~ phases=3
45  ~ conn=delta
46  ~ KVAr=75
47  ~ Kv=13.8

```

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

3.3.9 Geradores de Energia Fotovoltaica

No alimentador FMAD216, existem diversas usinas fotovoltaicas conectadas. Para análise dos efeitos da geração distribuída, serão considerados neste trabalho 3 usinas de grande porte que já estão conectadas e em operação no alimentador. Posteriormente, será inserido mais uma usina a fim de testar a capacidade de hospedagem do alimentador. Na Figura 21, é possível visualizar a posição das usinas estudadas representadas com os pontos, UFV1, UFV2, UFV3 e UFV 4, tratadas neste trabalho como Usina Fotovoltaica 1, 2, 3, e 4, respectivamente. As coordenadas das usinas fotovoltaicas são: (-20,427842 -45,440849), (-20,413889 -45,462268), (-20,649033 -45,731714) e (-20,39568 -45,456960). As linhas em vermelho representam a rede de média tensão e os pontos no mapa representam os barramentos.

Figura 21 - Usina fotovoltaica 1, 2, 3 e 4 representadas no mapa geográfico.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023

A usina fotovoltaica 1 tem 11088 módulos de 550 Wp, distribuídos em 20 inversores de 250 KW, que são conectados ao sistema de média tensão por meio de 4 transformadores de acoplamento de 1000 kVA e 2 transformadores de 500 kVA conectados ao barramento 4.

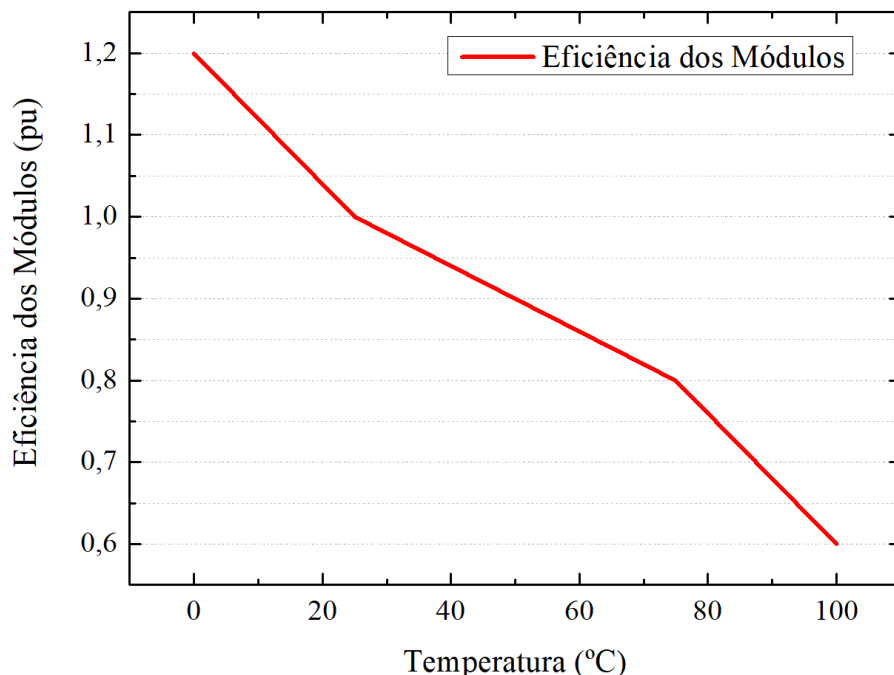
A Usina fotovoltaica 2 tem 828 módulos de 545 Wp, distribuídos em 4 inversores de 75 kW, que são conectados ao sistema de média tensão por meio de 1 transformador de acoplamento de 300 kVA conectado ao barramento 37.

A usina fotovoltaica 3, tem 2240 módulos de 550 Wp, distribuídos em 4 inversores de 250 kW, que são conectados ao sistema de média tensão por meio de 1 transformador de acoplamento de 1000 kVA conectado ao barramento 21.

A Usina fotovoltaica 4 tem características e dimensões equivalente a usina fotovoltaica 1, porém esta ainda não está em operação neste alimentador, foi inserida no barramento 38 para testar a capacidade de hospedagem do sistema.

No *OpenDSS* as usinas fotovoltaicas são modeladas pelo comando *PVsystem*. Este comando permite modelar os painéis fotovoltaicos e também os inversores utilizados para a conversão de tensão contínua (*DC - Direct Current*) para tensão alternada (*AC - Alternating Current*). Para a modelagem dos módulos fotovoltaicos é necessário informar a potência no ponto de máxima potência nominal dos módulos fotovoltaicos, curva de temperatura e curva de irradiância. A Figura 22 ilustra a curva típica de potência dos módulos fotovoltaicos em relação a temperatura.

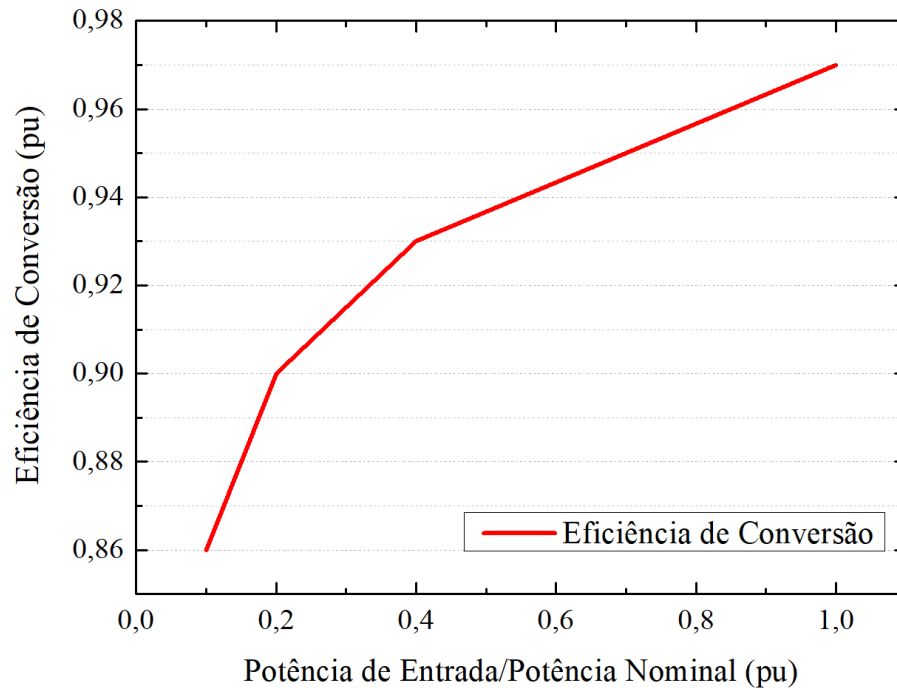
Figura 22 - Curva típica de potência dos módulos fotovoltaicos *versus* temperatura



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

Para a modelagem dos inversores foi inserido a curva típica de rendimento em relação a razão entre a potência de entrada e potência nominal. Na Figura 23 é mostrado a curva que relaciona a potência de entrada com a eficiência de saída dos inversores.

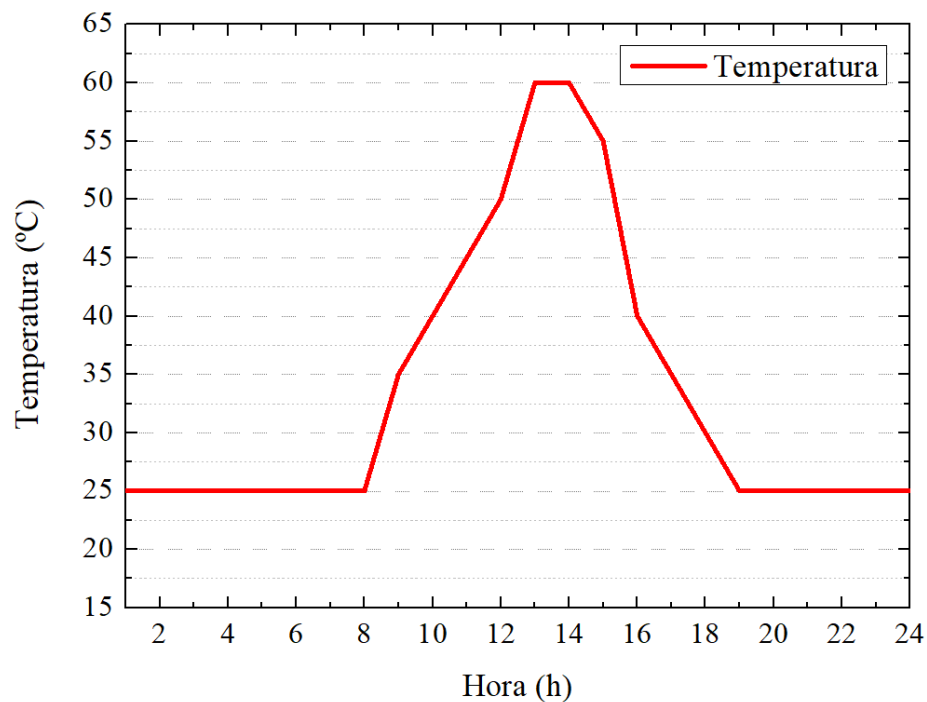
Figura 23 - Variação da eficiência dos inversores.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

A curva de variação da temperatura nos módulos fotovoltaicos em relação a hora do dia é mostrada na Figura 24.

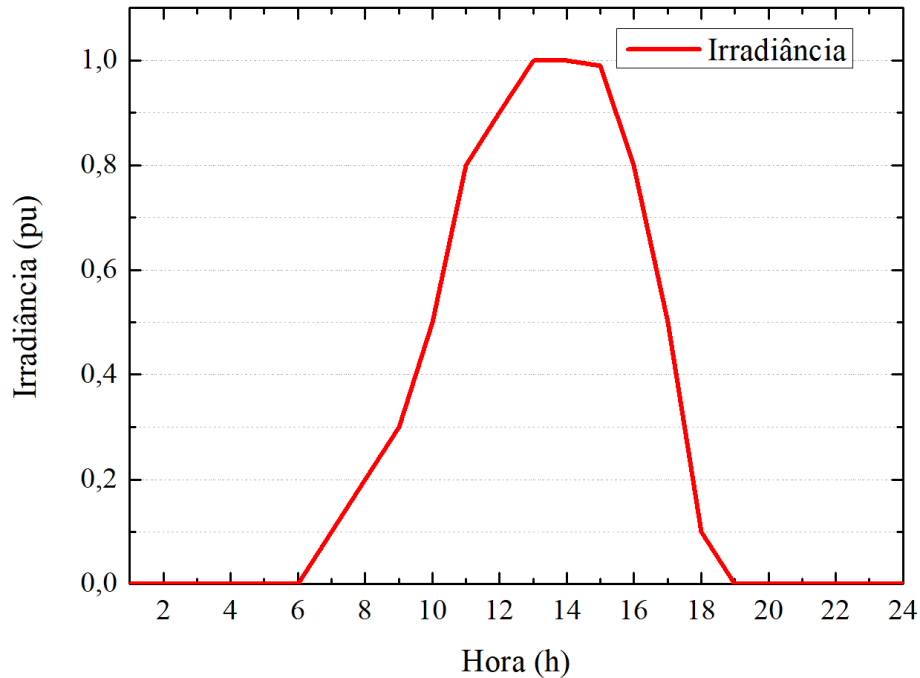
Figura 24 - Variação da temperatura nos painéis fotovoltaicos.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

A curva de variação da irradiância nos módulos fotovoltaicos é mostrada na Figura 25.

Figura 25 - Variação da irradiância nos painéis fotovoltaicos.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

No *OpenDSS* as curvas de operação são definidas conforme é mostrado na Figura 26, pelos comandos *XYcurve*, *Tshape* e *Loadshape*.

Figura 26 - Linhas de Código no *OpenDSS* que representam as curvas de operação das usinas fotovoltaicas.

```

1
2  ☐/* Representação das curvas que determinam a condição de operação das-----
3  ☐Usinas fotovoltaicas -----*/
4
5  // Curva que relaciona Temperatura x Potência
6  New XYcurve.MyPvsT npts=4
7  ~ xarray= [0 25 75 100] yarray=[1.2 1 0.8 0.6]
8
9  //Curva da temperatura no painel
10 New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1
11 ~ temp=[25 25 25 25 25 25 25 25 35 40 45 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25]
12
13 //Curva de irradiação no painel
14 New loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1
15 ~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1 1 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0 0]
16
17 ☐// Curva que relaciona Potência de Entrada no inversor
18 ☐// versus eficiência na conversão
19 New XYcurve.MyPinvEff npts= 4 xarray=[0.1 0.2 0.4 1] yarray=[0.86 0.9 0.93 0.97]
20

```

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023

Após definido as curvas de operação, são definidos os parâmetros elétricos das usinas fotovoltaicas. É utilizado o comando *PVSystem* para definir cada inversor. Os principais parâmetros utilizados na modelagem do inversor 1 da usina fotovoltaica 1 podem ser verificados na Tabela 10.

Tabela 10 - Principais parâmetros utilizados para a configuração das usinas fotovoltaica com o comando *PVSystems*.

Descrição do Parâmetro	Comando no OpenDSS	Atribuição	Unidade
Número de Fases	<i>Phases</i>	3	-
Barramento de Conexão	<i>bus1</i>	216UFV_1BT	-
Potência nominal	<i>KVA</i>	250	kVA
Tensão Nominal (Tensão de Linha)	<i>KV</i>	0,8	kV
Irradiância de referência	<i>irrad</i>	1	kW/m ²
Valor de Máxima potência (para 1kW/m ²)	<i>Pmpp</i>	308	kWp
Tipo de Conexão	<i>conn</i>	<i>wye</i>	-
Temperatura de Referência	<i>Temperature</i>	25	°C
Fator de Potência	<i>pf</i>	0,99	-
Cortes de operação (Não opera abaixo de determinado valor)	<i>%cutin e %cutout</i>	0,1	-
Curva de Eficiência do Inversor com relação a potência de entrada	<i>EffCurve</i>	Nome da Curva definida	-
Curva de Eficiência dos módulos com relação a temperatura	<i>P-tCurve</i>	Nome da Curva definida	-
Curva de Irradiância (modo diário)	<i>Daily</i>	Nome da Curva definida	-
Curva de Temperatura dos módulos fotovoltaicos	<i>Tdaily</i>	Nome da Curva definida	-

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023

Na Figura 27 são mostradas as linhas de códigos de modelagem do inversor 1 da usina fotovoltaica 1. Os demais inversores foram modelados da mesma forma, modificando apenas a máxima potência, potência nominal e tensão de saída, conforme podem ser verificados no Apêndice E.

Figura 27 - Linhas de código que representam a modelagem das usinas fotovoltaicas utilizando o comando *PVSystem*.

```

22  /* Representação dos inversores das usinas fotovoltaicas
23  -Usinas fotovoltaicas -----*/
24  New PVSystem.Inversor_1.1.1
25  ~ phases=3 ! Trifásico
26  ~ bus1=216UFV1_1BT.1.2.3 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
27  ~ KVA = 250 ! Potência nominal
28  ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
29  ~ irrad=1 ! Irradiância de base
30  ~ pmpp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
31  ~ temperature = 25 ! temperatura base
32  ~ pf = 0.99 ! fator de potência constante
33  ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
34  ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
35

```

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023

Inserido todos os parâmetros o *OpenDSS* faz o cálculo da potência de entrada utilizando a Equação 1:

$$P_{dc}[t] = P_{mpp} \times irradiance \times irradiance[t] \times PTCurve(Temperature[t]) \quad (1)$$

No *OpenDSS* é possível modelar a potência de saída das usinas fotovoltaicas de três formas:

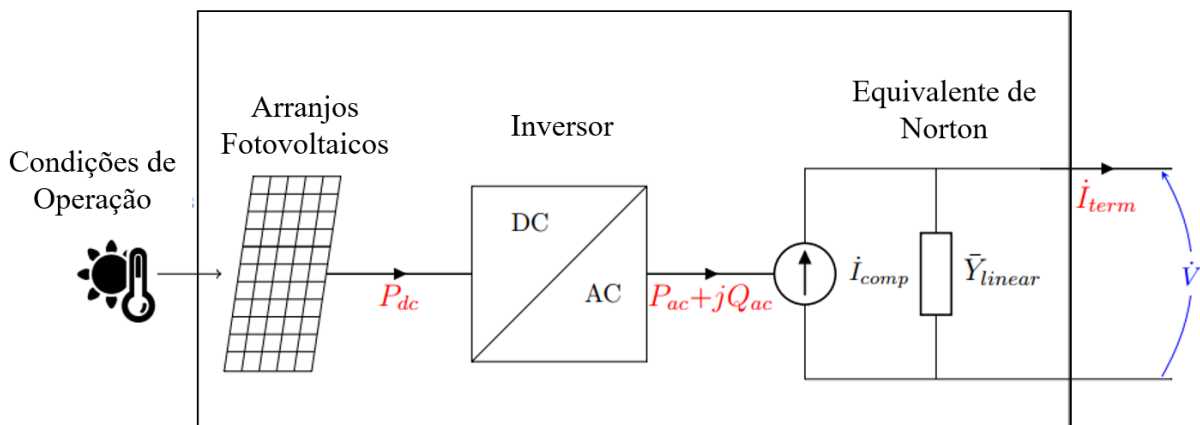
- 1) Injeção de Potências com fator de potência contante (padrão)
- 2) Injeção de Potência com o modelo de admitância constante
- 3) Modelo de injeção proposto pelo usuário

Neste trabalho foi utilizado o modelo 1, com fator de potência constante, onde é considerado o equivalente de Norton, e gerado um valor de admitância que varia de forma linear. As características não lineares são representadas pela fonte de corrente do modelo. Na Figura 28 é representado o modelo para sistemas fotovoltaicos no *OpenDSS*.

A potência de saída do inversor é o produto da Potência de Entrada (P_{dc}) com a curva de eficiência do inversor mostrada na Figura 23, conforme a Equação 2 a seguir.

$$P_{ac}(t) = P_{dc}(t) \times EffCurve(P_{cc}(t)) \quad (2)$$

Figura 28 - Representação da modelagem de usinas fotovoltaicas no *OpenDSS*.



Fonte: Adaptado de DUGAN; MONTENEGRO, 2023.

3.4 Simulações

O fluxo de potência pode ser executado em diversos modos de solução (*snapshot*, *daily*, *dutycycle*, monte carlo e outros nos quais as cargas variam em função do tempo). Neste TCC as curvas de carga e as curvas dos elementos geradores de energia foram modeladas para execução de um estudo diário, modo *daily*.

Quando a análise de fluxo de potência é finalizada, as perdas, tensões, fluxos e outras informações tornam-se disponíveis para todo o sistema, cada componente e certas áreas pré-definidas. Para cada instante do tempo as perdas são mostradas em kW, por exemplo. Medidores de energia podem ser usados para mostrar os fluxos no decorrer de um intervalo de tempo. Na Figura 29 é possível verificar as tensões de base, e o modo de simulação definido no *OpenDSS*.

Figura 29 - Linhas de código que definem o modo de simulação

```

51 | /*----- Tensões de Base----- */
52 | Set voltagebases = [138 13.8 7.967 0.800 0.462 0.380 0.220]
53 | calcVoltagebases
54 | /*-----Configuração para a simulação ----- */
55 | set mode = daily
56 | set stepsize = 1h
57 | set number = 24
58 | solve
59 | Buscoords Coordenadas_FMAD216.dss

```

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023

As simulações foram definidas com passo de 1h (simulação de hora por hora), definidas pelo comando *stepsize*, e o número de horas a serem simuladas foram 24, definidas pelo comando *number*. O comando *solve* solicita a execução da simulação no modo definido previamente. O comando *Buscoords* redireciona para um arquivo contendo as coordenadas geográficas de cada barramento. Foram definidos 4 cenários de simulação sendo:

- 1) Alimentador com suas características reais;
- 2) Inserindo 30 % da capacidade da Usina Fotovoltaica 4 (1,5 MVA);
- 3) Inserindo 60 % da capacidade da Usina Fotovoltaica 4 (3,0 MVA);
- 4) Inserindo 100 % da capacidade da Usina Fotovoltaica 4 (5 MVA);

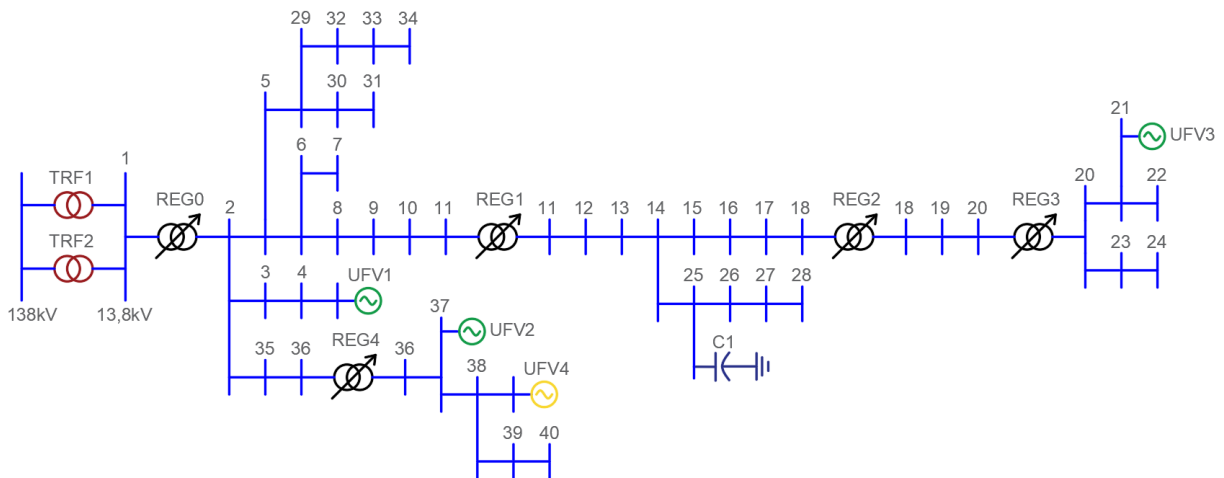
4. ESTUDO DE FLUXO DE POTÊNCIA

Neste capítulo serão demonstrados os resultados das simulações obtidas com o *OpenDSS*. Inicialmente é apresentado os resultados do alimentador sem a presença de geração distribuída, posteriormente é mostrado os resultados obtidos para três cenários de inserção de geração distribuída, mostrando os efeitos causados no sistema de distribuição.

4.1 Características reais do alimentador FMAD216

A Figura 30 ilustra um esquemático para a melhor compreensão do alimentador desenvolvido. São representados os barramentos, posicionamento dos reguladores de tensão, do banco de capacitor e das usinas fotovoltaicas.

Figura 30 - Representação do diagrama unifilar resumido do alimentador FMAD216



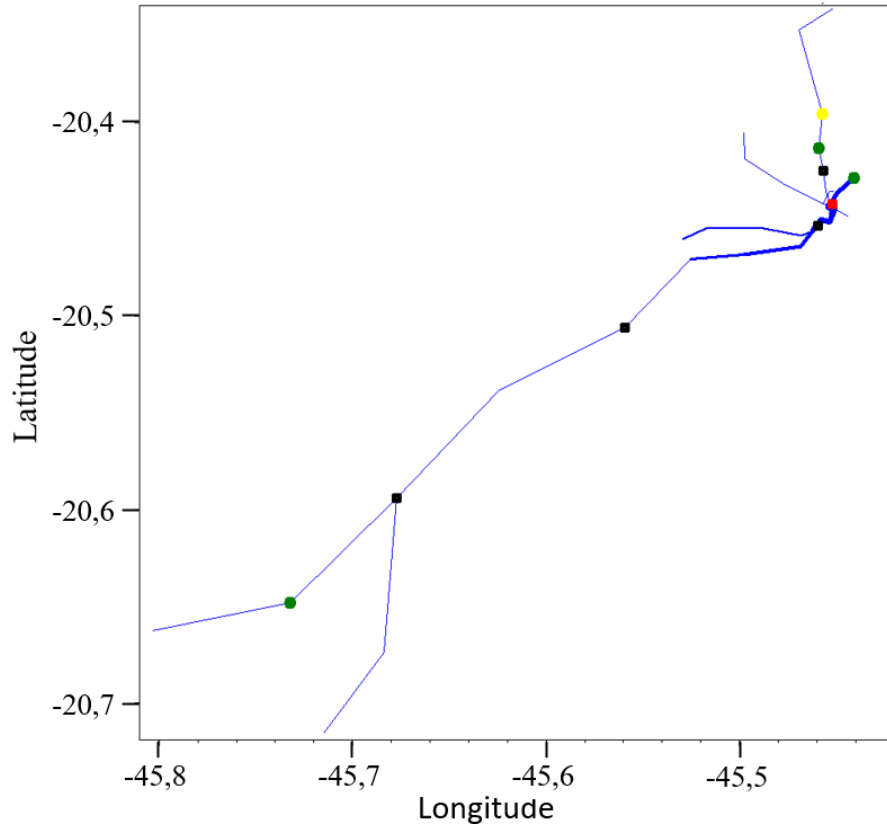
Fonte: Elaborado pelo autor, 2023

Na Figura 31 é possível visualizar o diagrama unifilar do alimentador FMAD216 extraído do *OpenDSS*. As linhas em azul representam a rede tronco do alimentador, o ponto marcado em vermelho representa a subestação, os pontos marcados em verde representam as usinas fotovoltaicas já existentes, o ponto marcado em amarelo representa a usina fotovoltaica 4, inserida no sistema para teste de capacidade. Os quadrados marcados em preto representam os reguladores de tensão.

A simulação da Figura 31 foi feita considerando a hora 12, que é o período de maior geração fotovoltaica e sem a influência da usina fotovoltaica 4, configuração atual do

alimentador. O carregamento do alimentador é representado pela espessura das linhas.

Figura 31 – Representação do alimentador pelo OpenDSS, simulação executada para a condição real do alimentador (sem a presença da usina fotovoltaica 4).



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023

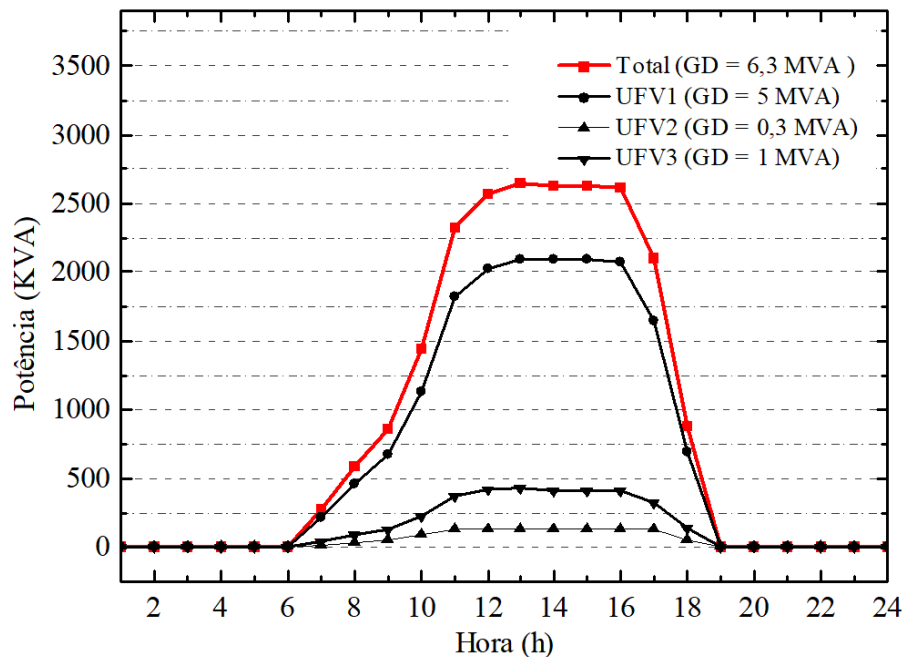
4.2 Curvas de Potência das usinas fotovoltaicas

Nas Figuras 32 e 33 são mostradas as curvas de geração das usinas fotovoltaicas. É possível verificar que a potência trifásica real injetada na rede é bem inferior a potência nominal das usinas, isso devido a potência nominal das placas fotovoltaicas serem fornecida nas condições padrão de teste STC (*Standard Testing Conditions*), onde é considerado uma irradiância de 1000 W/m^2 e uma temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ na célula fotovoltaica. No Brasil, as temperaturas de operação dos painéis fotovoltaicos podem passar dos $60 \text{ }^\circ\text{C}$ contribuindo para as perdas energéticas.

Outro fator que deve ser levado em consideração são as perdas nos inversores. Foram utilizados na modelagem 24 inversores de 200 kVA e 4 inversores de 75 kVA, para modelar as usinas fotovoltaicas 1, 2, e 3. Na Figura 32 é possível verificar a contribuição de

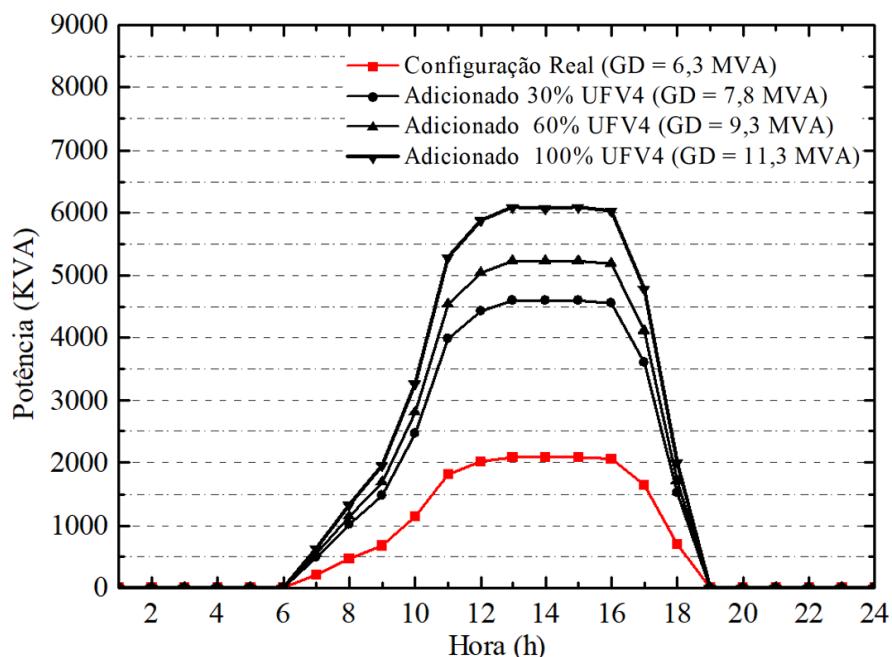
cada usina fotovoltaica para a potência real injetada no alimentador. Na Figura 33 é possível verificar a adição de potência injetada no alimentador ao inserir a usina fotovoltaica 4 (UFV4). A usina fotovoltaica 4 foi inserida com 30%, 60% e 100% de sua capacidade instalada para avaliar os efeitos da geração distribuída no alimentador. Na configuração real do alimentador consta 6,3 MVA de Geração Distribuída (GD). Com a adição total da UFV4, a potência de geração distribuída aumenta em 79,3%, passando para 11,3 MVA de capacidade nominal.

Figura 32- Potência trifásica injetada no sistema na configuração real do alimentador, usinas 1, 2 e 3.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023

Figura 33 - Potência Trifásica injetada no alimentador, adicionando a usina fotovoltaica 4 (UFV4) no sistema.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023

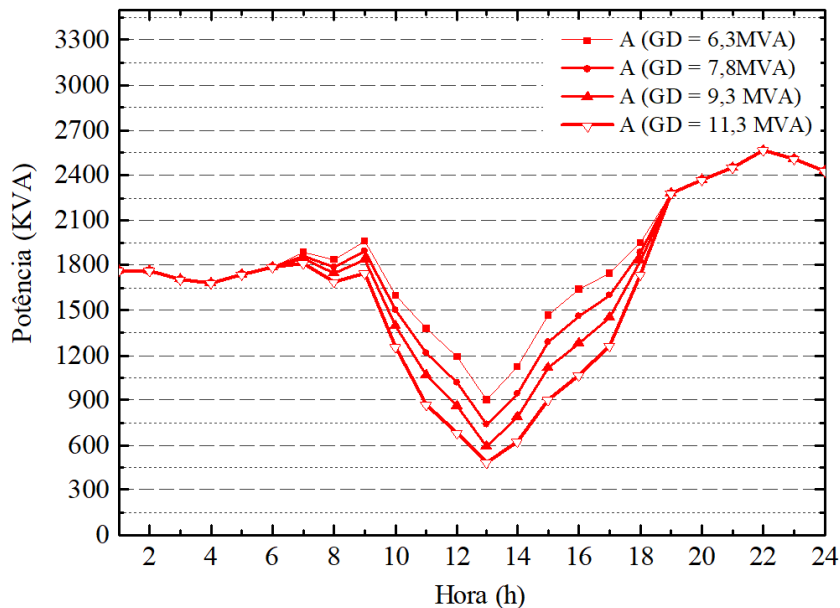
4.3 Curvas de Potência na saída da Subestação

Nas Figuras 34, 35 e 36, são mostrados os gráficos de potências versus hora na saída da subestação, para cada fase. A simulação foi feita considerando o sistema em sua configuração real com 6,3 MVA de geração distribuída inserida, e também com os efeitos da inserção da usina 4. A potência da usina fotovoltaica 4 foi injetada gradativamente, 30% (1,5 MVA), 60% (3,0 MVA) e 100% (5 MVA), passando a potência total de geração distribuída do alimentador para 7,8 MVA, 9,3 MVA e 11,3 MVA, respectivamente.

Comparando os resultados das Figuras 34, 35 e 36, verifica-se que o sistema está desbalanceado, pois tem-se a Fase A com maior carregamento e a Fase C com menor carregamento. Com o acréscimo de potência injetada pelas usinas fotovoltaicas de 8 às 18 h ocorre um decréscimo da potência na saída da subestação, conforme esperado. No entanto, na Figura 36 é possível verificar que devido a fase C apresentar um baixo carregamento, nas horas de pico de geração fotovoltaica entre 11 h e 14 h, para as curvas de 9,3 MVA e 11,3MVA, a potência fotovoltaica foi maior que a potência demandada pelas cargas do alimentador, caracterizando um possível fluxo reverso na fase C neste período

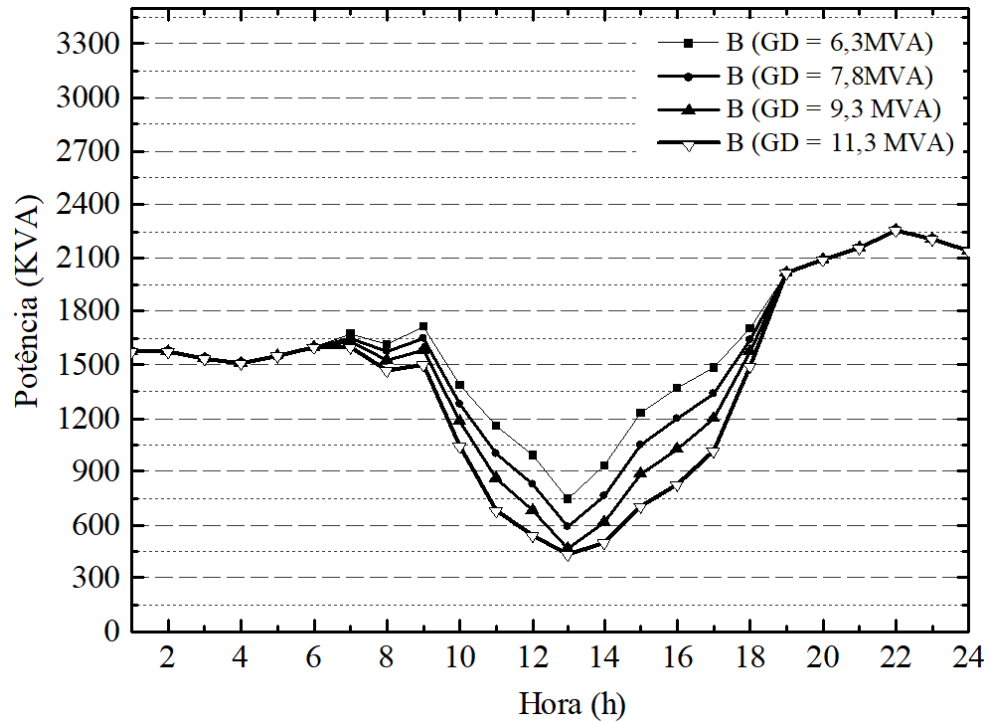
A seguir nos próximos também avaliados a tensão e corrente no barramento de saída da subestação e no barramento mais extremo do alimentador. Para confirmar a reversão do fluxo de potência na saída da subestação as curvas de potência deverão ser analisadas em conjunto com as curvas de fator de potência (seção 4.7).

Figura 34 – Potência na saída da subestação (linha 1-2) na fase A *versus* hora, para os diferentes níveis de inserção de geração fotovoltaica.



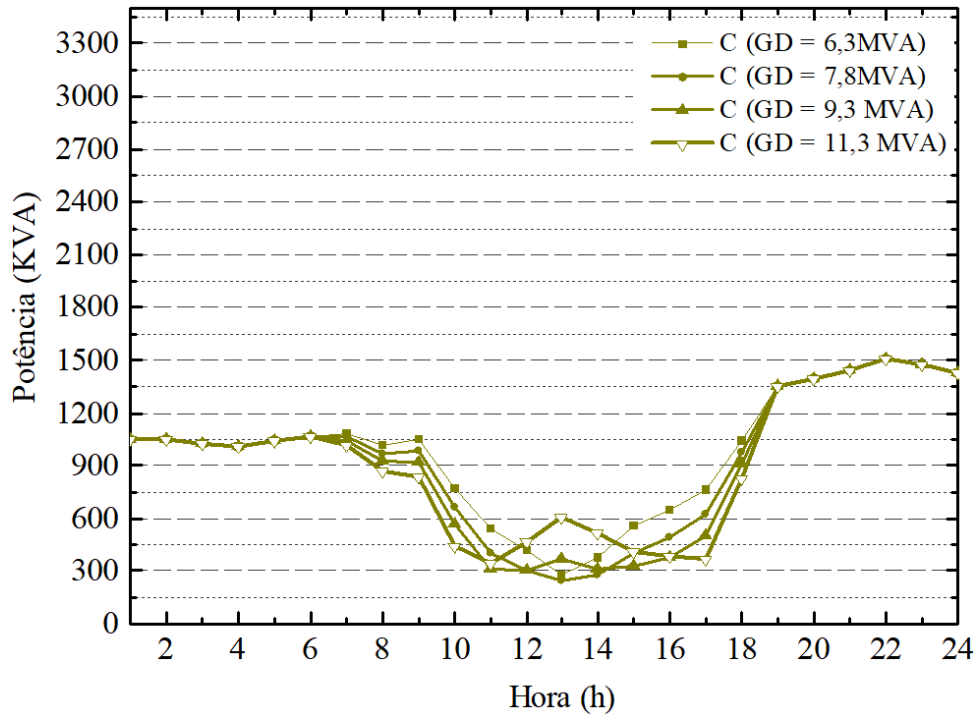
Fonte: Elaborado pelo autor, 2023

Figura 35 - Potência na saída da subestação (linha 1-2) na fase B versus hora, para os diferentes níveis de inserção de geração fotovoltaica.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

Figura 36- Potência na saída da subestação (linha 1-2) na fase C versus hora, para os diferentes níveis de inserção de geração fotovoltaica.

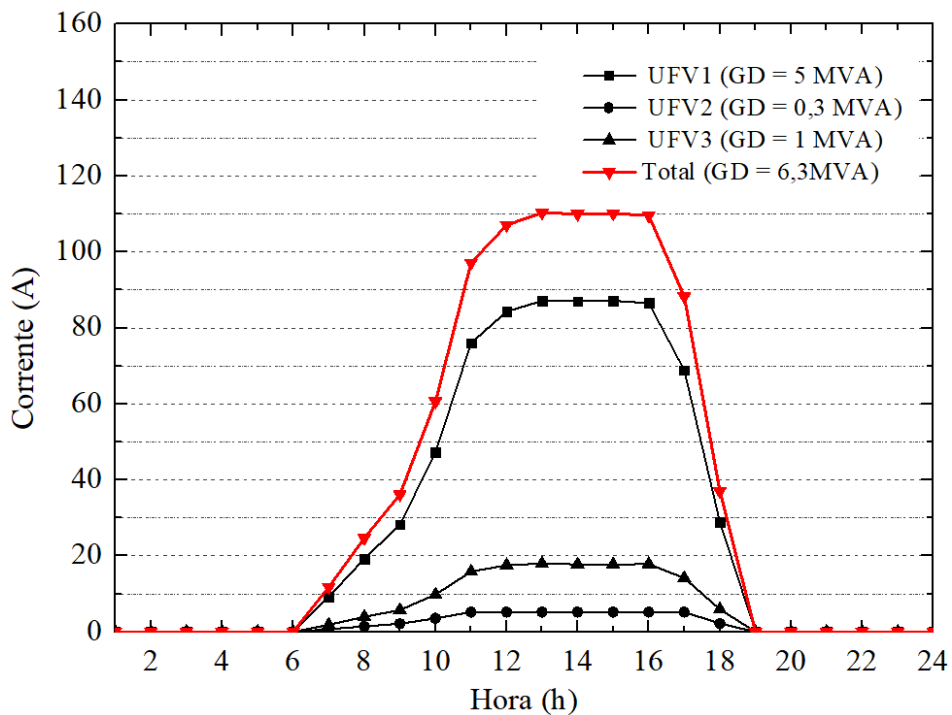


Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

4.4 Curvas de Corrente das Usinas Fotovoltaicas

Nas Figuras 37 e 38, é possível verificar as correntes de fase na saída das usinas fotovoltaicas. Na Figura 37 é mostrado as correntes injetadas no alimentador em sua configuração real, a curva em vermelho representa o somatório das usinas 1, 2 e 3 existentes. Verifica-se que o alimentador em sua condição real opera com uma corrente injetada total de 109 A no pico geração fotovoltaica.

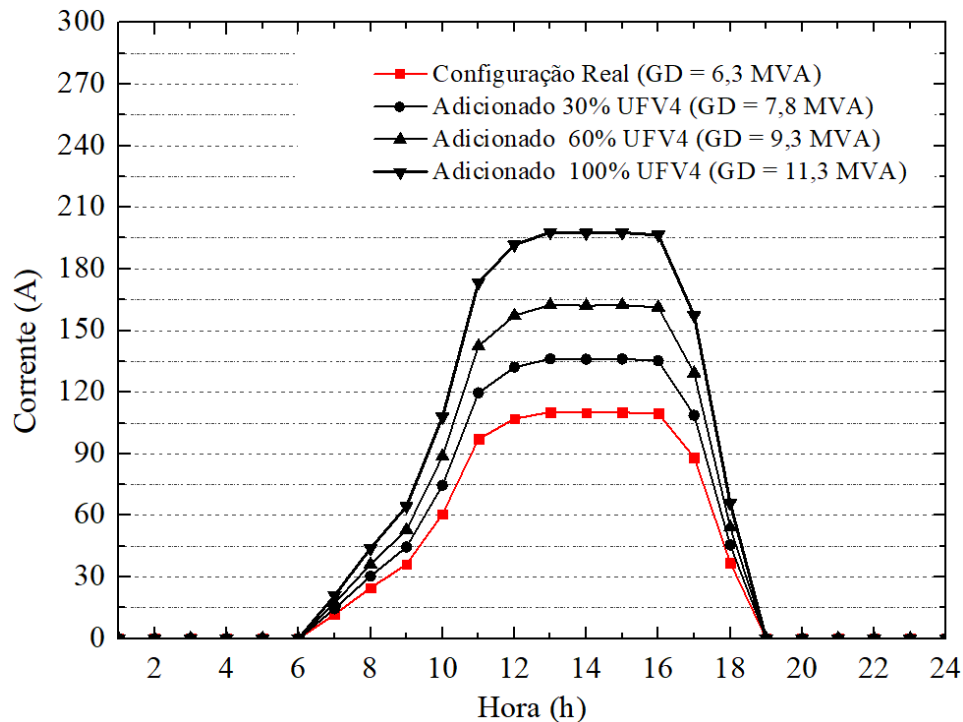
Figura 37 – Corrente de fase na saída das Usinas Fotovoltaicas versus hora, para a configuração real do alimentador.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

Na Figura 38, é mostrado os efeitos da inserção da usina fotovoltaica 4, com o aumento progressivo da potência injetada ocorre também um aumento na corrente injetada ao alimentador, chegando ao pico de 195 A.

Figura 38 - Corrente de fase injetada no alimentador versus hora, para a configuração real do alimentador e adição progressiva da usina fotovoltaica 4.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

4.5 Curvas de Corrente na Saída da Subestação

Nas Figuras 39, 40 e 41 são mostradas as curvas de corrente na saída da subestação em cada fase. As curvas de corrente são semelhantes as curvas de potência, indicando que a tensão na saída do alimentador permanece sem alterações relevantes.

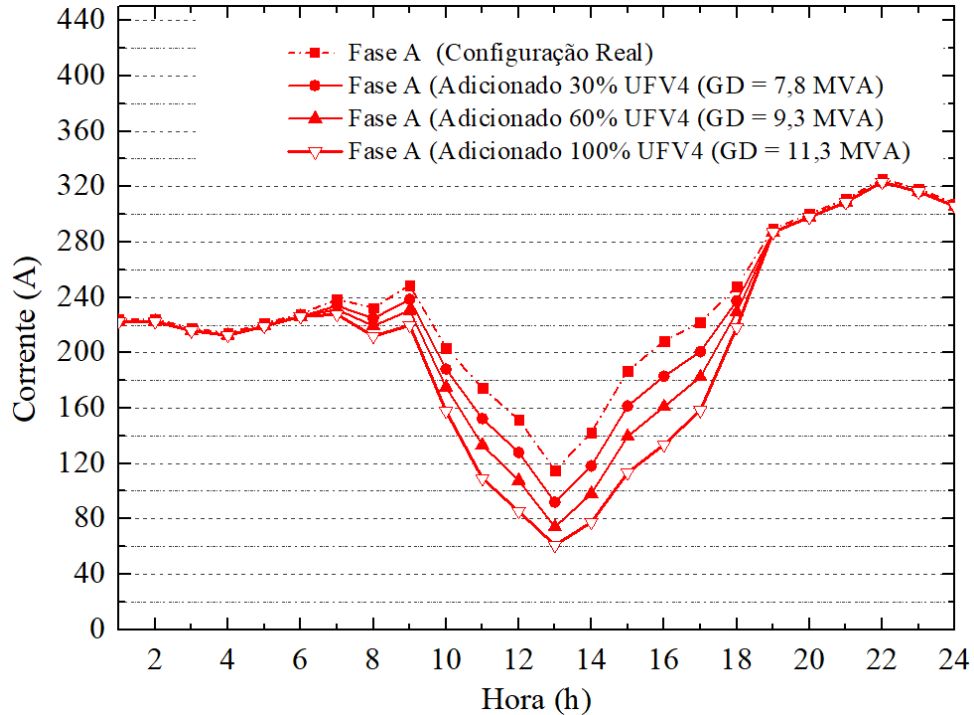
Na Figura 39, é mostrado a corrente na Fase A. Por ser a fase com maior carregamento, esta não apresenta fluxo reverso para o teste de capacidade proposto. É possível verificar que ao injetar mais corrente no alimentador proveniente de geração distribuída a corrente demandada da subestação é reduzida e a corrente mínima exigida da subestação passa de 115,03 A para 60,91 A ao inserir toda a capacidade da usina fotovoltaica 4.

Na Figura 40, é mostrada a corrente na fase B. Esta fase possui carregamento menor que a fase A e também não apresentou fluxo reverso para o teste de capacidade proposto. No entanto, é possível verificar que no momento de máxima geração a corrente absorvida da subestação passou de 95,23 A para 54,75 A.

Para a fase C, é possível visualizar a ocorrência do fluxo reverso, representada no gráfico da Figura 41 pelo aumento da corrente no período de maior geração fotovoltaica entre

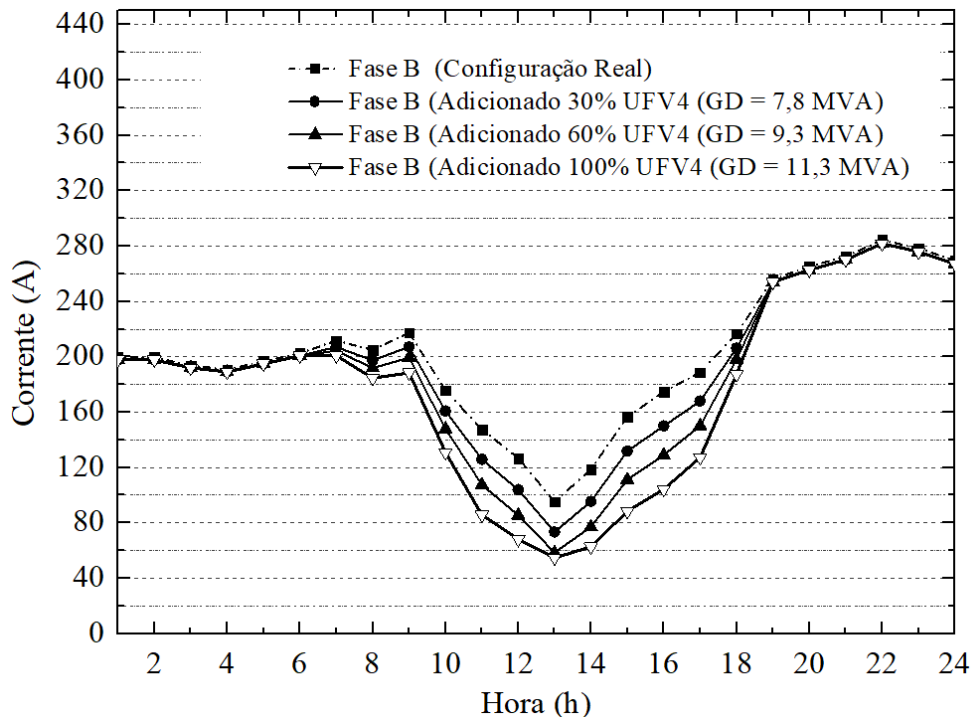
11h e 13h. Esta inversão de fluxo ficará clara quando analisarmos o fator de potência na saída da subestação, mostrando o fluxo reverso da potência ativa no alimentador (Seção 4.7).

Figura 39 - Corrente na fase A versus hora na saída da subestação (linha 1-2), para os diferentes níveis de inserção de geração fotovoltaica



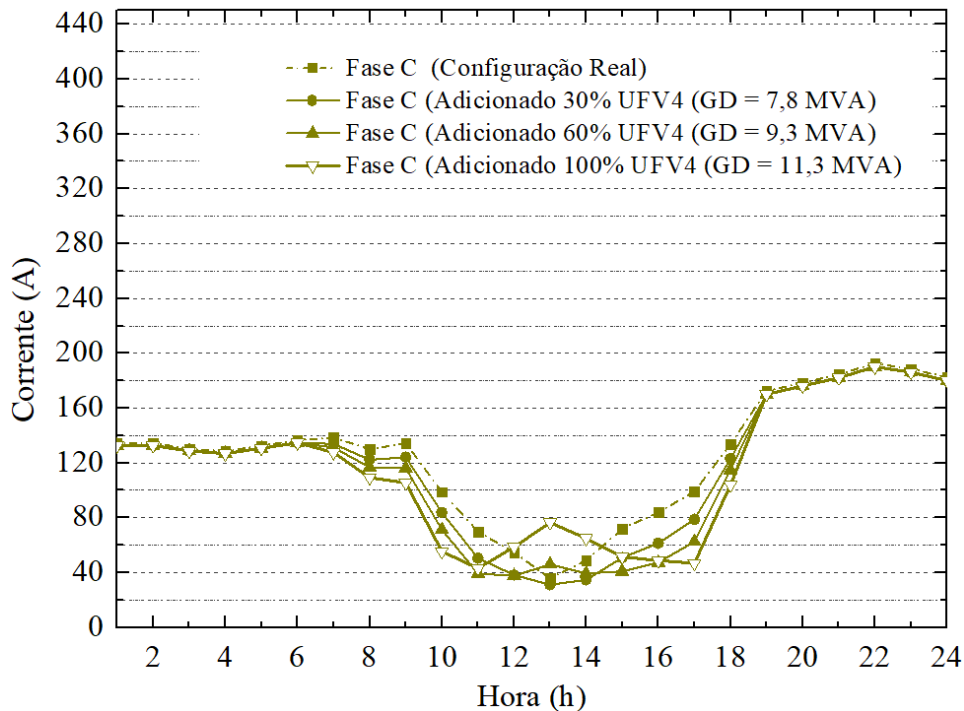
Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

Figura 40 - Corrente na fase B versus hora na saída da subestação (linha 1-2), para os diferentes níveis de inserção de geração fotovoltaica



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

Figura 41 - Corrente na fase C versus hora, na saída da subestação (linha 1-2), para os diferentes níveis de inserção de geração fotovoltaica



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

4.6 Tensão

Uma das grandes preocupações das concessionárias é manter os níveis de tensão adequados ao longo de todo o alimentador. Dentro deste contexto, neste subtópico são apresentadas as curvas de tensão de pontos importantes do alimentador.

Na Figuras 42, 43 e 44, são mostradas as tensões no barramento de saída da subestação (Barramento 1) e no barramento mais extremo do alimentador (Barramento 24) para cada fase. É possível verificar que o barramento 1 sofre um pequeno incremento de tensão no período de geração fotovoltaica, já no barramento 24, devido a distância, a variação de tensão se torna mais acentuada.

É constatado também que o período crítico para a tensão é entre 19 e 22 h, período em que não há incidência de geração distribuída fotovoltaica e ocorre o maior consumo de energia elétrica. Na Figura 42 é verificado o pior caso no barramento 24, a fase A (fase mais carregada), que chega ao mínimo de 0,912 pu às 22 h. Este valor considerado como tensão em nível precário pela ANEEL.

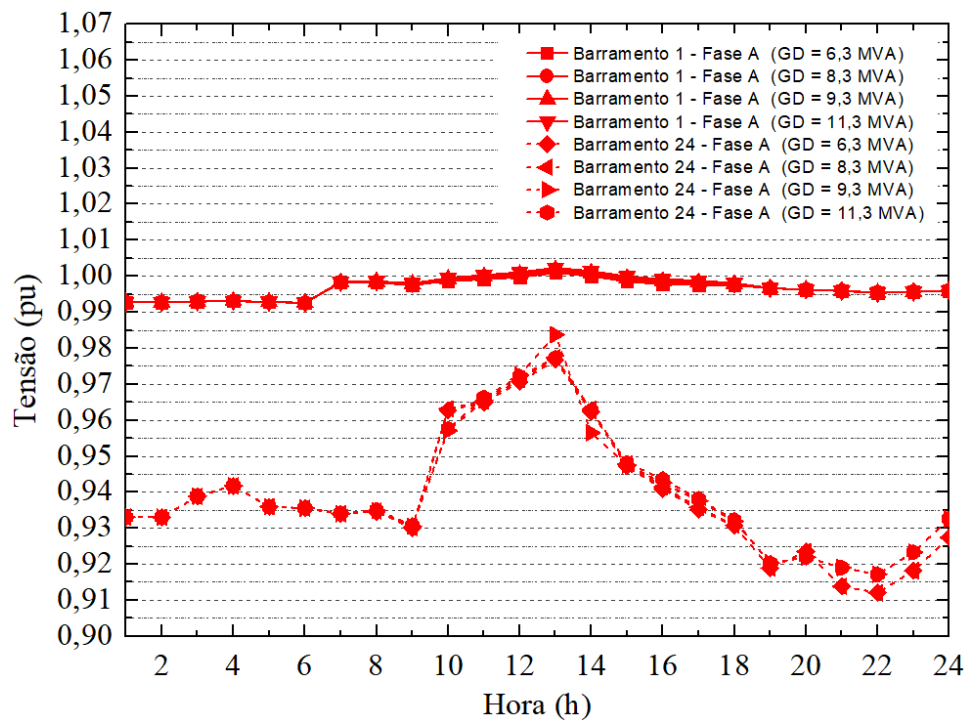
Na Figura 43, é apresentado o mesmo gráfico para a fase B que possui um carregamento menor que a fase a fase A. O valor mínimo de tensão no barramento 24 é de 0,923

pu às 22 h, também em nível crítico.

Na Figura 44, é mostrado a tensão na fase C. Nesta fase é possível verificar que a queda de tensão é menor, sendo o menor valor de tensão 0,957 pu às 22 h para o barramento 24. Este valor se encontra na faixa de 0,95 a 1,05 pu, considerada adequada pela ANEEL.

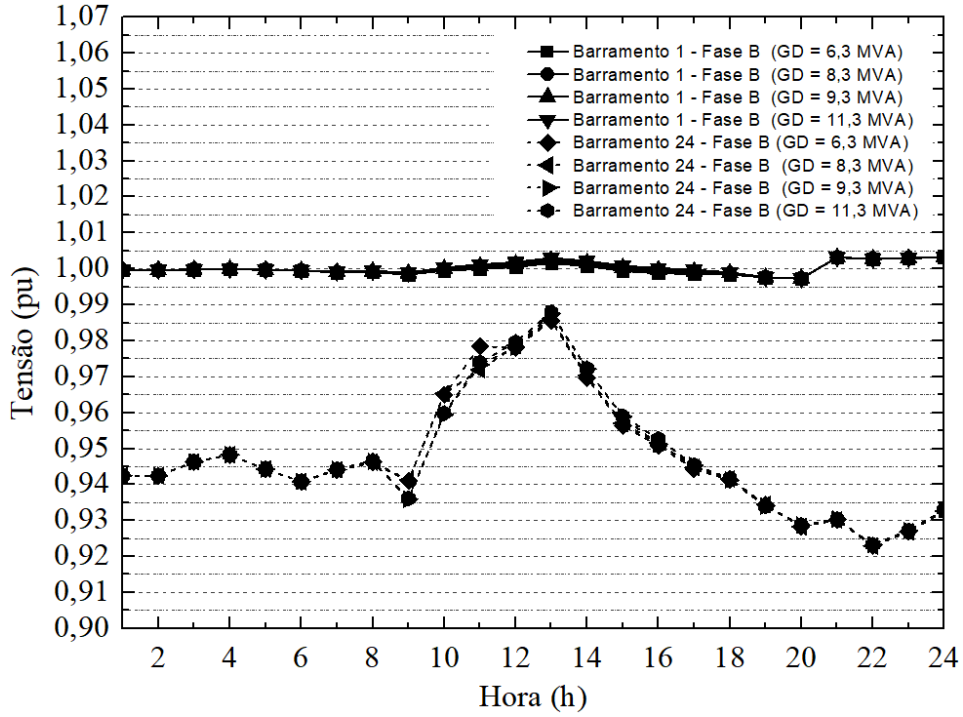
Na Figura 44 é possível notar também os efeitos do fluxo reverso no período de pico de geração fotovoltaica, onde a tensão no barramento 24, extremo da rede, se sobrepõem a tensão na saída da subestação, efeito indesejado que deve ser mitigado para a correta operação do sistema de proteção do alimentador. Na Figura 44, além dos efeitos mostrados nas curvas de corrente e potência aparente, é possível verificar que a tensão na fase C no barramento 24 foi maior que a tensão no barramento 01 para todos os níveis de inserção da usina fotovoltaica 4.

Figura 42 – Tensão versus hora na fase A, para o Barramento 1 e 24.



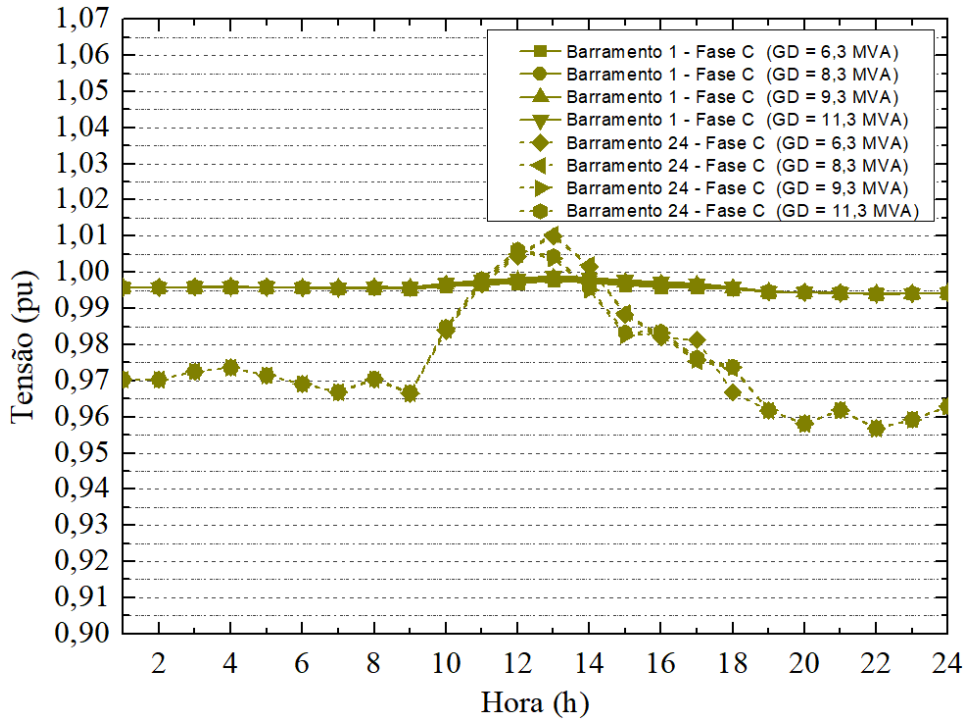
Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

Figura 43 - Tensão versus hora na fase B, para o Barramento 1 e 24, para os diferentes níveis de inserção fotovoltaica.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

Figura 44 - Tensão versus hora na fase C, para o Barramento 1 e 24, para os diferentes níveis de inserção fotovoltaica.



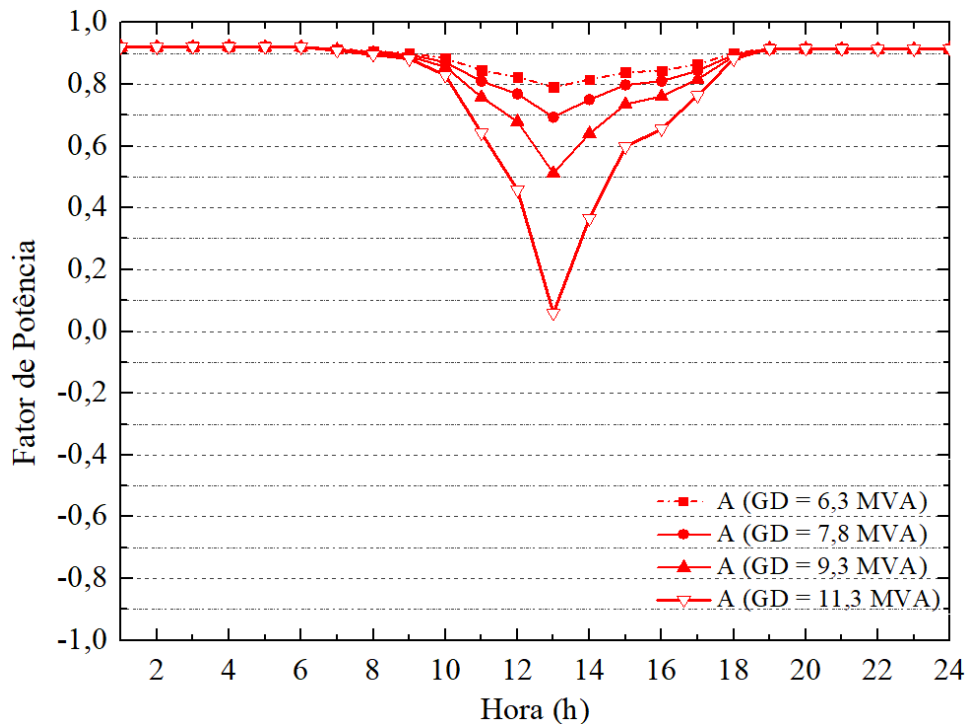
Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

4.7 Fator de Potência

Nas Figuras 45, 46 e 47 é analisado a influência da inserção da usina fotovoltaica 4 no fator de potência na saída da subestação. De um modo geral, é possível verificar que com o aumento da geração fotovoltaica ocorre uma redução na potência ativa requerida da subestação, em consequência o fator de potência é reduzido.

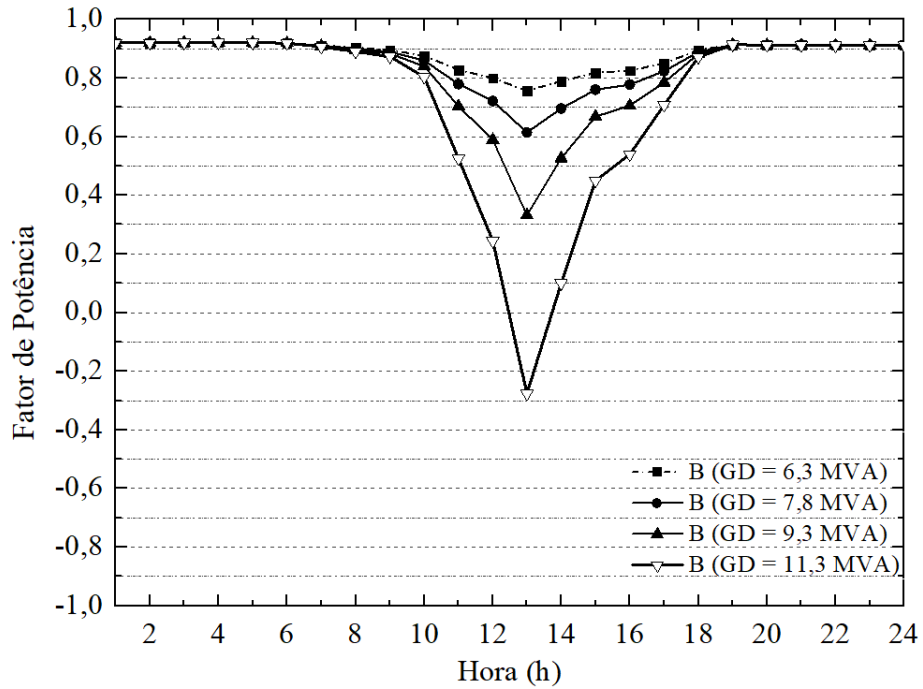
Ao analisar o fator de potência é possível verificar que a inversão do fluxo de potência ocorre primeiro na fase C, ao inserir 30% da capacidade da usina fotovoltaica 4 (1,5 MVA), totalizando 7,8 MVA de geração distribuída no alimentador, às 13 h, hora de maior incidência solar e maior geração fotovoltaica. A inversão do fluxo de potência também ocorreu na fase B ao inserir toda a capacidade da usina fotovoltaica 4, totalizando 11,3 MVA de geração distribuída inserida no sistema. Já na fase A, que pode ser visualizada na Figura 45, ficou comprovado que não ocorreu a inversão do fluxo de potência, o fator de potência foi positivo para todos os níveis de potência fotovoltaica testados, porém ao inserir a potência total da usina fotovoltaica 4 o fator de potência reduz drasticamente para 0,058 na hora de maior geração.

Figura 45 - Fator de Potência versus hora na fase A, para o Barramento 1 para os diferentes níveis de inserção fotovoltaica.



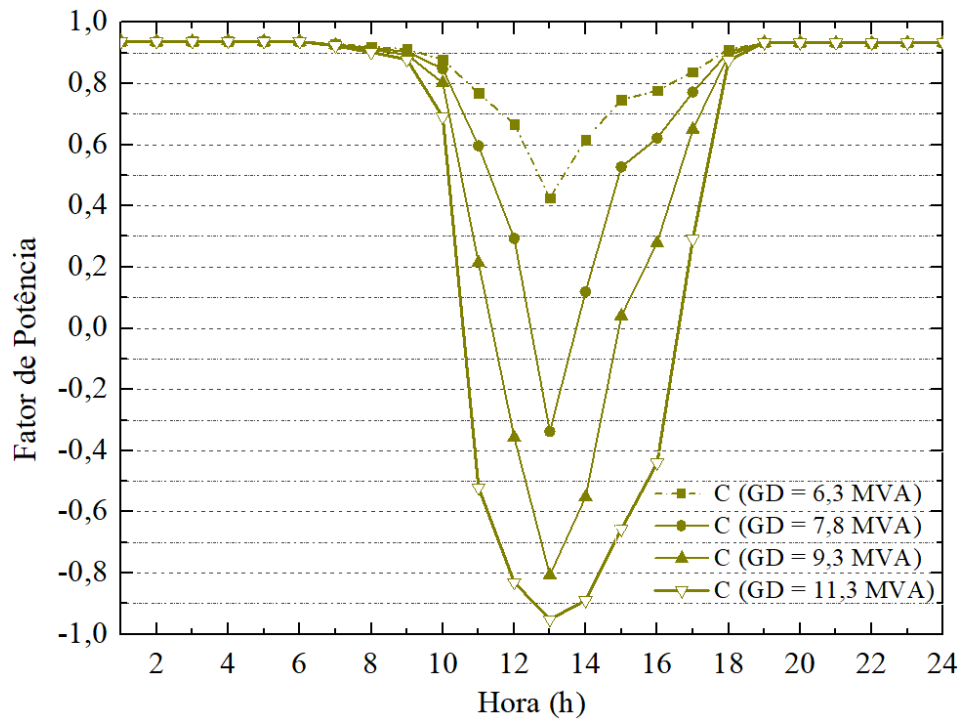
Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

Figura 46 - Fator de Potência versus hora na fase B, para o Barramento 1 para os diferentes níveis de inserção fotovoltaica.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

Figura 47 - Fator de Potência versus hora na fase C, para o Barramento 1, para os diferentes níveis de inserção fotovoltaica.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS

A geração fotovoltaica ainda se apresenta como a solução para a descarbonização das matrizes energéticas, pois se tem muito espaço para investimento e conexão de geradores descentralizados nos alimentadores brasileiros. No entanto, já existem reprovos de concessionárias indicando algumas subestações que já sofrem com o fluxo reverso devido a inserção em massa de geradores fotovoltaicos.

Neste trabalho foi utilizado as informações reais e aproximadas de um dos alimentadores da cidade de Formiga-MG, que exemplifica muito bem a condição de um alimentador que não consegue hospedar mais geradores descentralizados. Nas simulações realizadas, foi possível verificar que o alimentador está consideravelmente desbalanceado, justificado pela quantidade de redes monofásicas presentes no alimentador. Este foi o fator mais relevante que limitou a capacidade de hospedagem do alimentador devido a fase C estar com carregamento inferior ao das fases A e B.

De modo geral, os efeitos da inserção em massa de geração fotovoltaica foram constatados. Verificou-se o aumento da tensão local, a redução do fator de potência, a redução das perdas e a redução da potência absorvida da subestação durante o período de geração fotovoltaica.

Considerando os resultados de tensão, é observado um aumento dos níveis de tensão nas horas de maior geração fotovoltaica, porém, estes valores ficaram dentro da faixa considerada adequada pela ANEEL, mostrando que os reguladores de tensão instalados no alimentador são suficientes para inibir os efeitos de tensão elevada no pico de geração.

Considerando os valores mais críticos da fase C, o alimentador modelado conseguiria hospedar uma usina fotovoltaica com potência nominal de 0,750 MVA sem problemas de fluxo reverso na entrada da subestação, mostrando que este alimentador não comporta um grande investimento com usinas de potência superiores a 1 MVA sem que ocorra obras e adequação dos equipamentos da subestação. Diante do exposto neste trabalho, verifica-se que a aprovação de novas usinas fotovoltaicas de grande porte se tornará mais difícil nos próximos anos, dependendo diretamente do local onde será instalada e da capacidade de hospedagem do alimentador de conexão.

O estudo de conexão de geradores fotovoltaicos em sistemas de distribuição de energia elétrica é um assunto vasto, com diversas linhas de pesquisa possíveis. Neste TCC o foco foi a modelagem de um alimentador real e o teste de capacidade hospedagem visando o

fluxo reverso, vale ressaltar que o fluxo reverso na subestação foi o parâmetro limitante devido a falta de equipamentos e investimento nas subestações para incorporar essa energia gerada nas redes de subtransmissão e transmissão. Além deste tema seria possível realizar diversos outros estudos, como, alterar a configuração do alimentador para um caso de falta ou mesmo verificar uma possível integração com outros alimentadores, para fazer um controle de demanda inteligente a fim de aumentar o nível de hospedagem do alimentador.

A capacidade de hospedagem é um fator crítico para garantir a confiabilidade do sistema elétrico e a qualidade do fornecimento de energia. À medida que o Brasil avança em direção a uma matriz energética mais limpa e sustentável, a capacidade de hospedagem dos alimentadores desempenhará um papel vital na integração eficaz de fontes de energia renovável e na resposta à crescente demanda energética. O equilíbrio entre investimentos em infraestrutura, avanços tecnológicos e políticas adequadas será essencial para garantir que o sistema elétrico do Brasil possa atender às necessidades energéticas do presente e do futuro.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Internacional de Energia -AIE, 2022, **Panorama Energético Mundial 2022**. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>>. Acesso em: 26 outubro de 2023.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE, 2023. **Relatório Síntese 2023**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>> Acesso em: 26 outubro de 2023.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE, 2023. **Plano Decenal de Expansão de Energia**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>> Acesso em: 26 outubro de 2023.

Agência Internacional de Energia -AIE, 2022, **Panorama Energético Mundial 2022**. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2023/01/fd-iea-renewables.pdf>>. Acesso em: 26 outubro de 2023.

Agência Internacional de Energia -AIE, 2022. **IEA Renováveis 2022, Análise e previsão para 2027**. Disponível em: < <https://www.iea.org/reports/renewables-2022>> Acesso em: 26 outubro de 2023.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE, 2023. **Balanco energético nacional**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>>. Acesso em: 26 outubro de 2023.

BOLLEN, M. H.; HASSAN, F. **Integration of distributed generation in the power system**. John Wiley & sons, ISBN 111802902X, 2011.

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, 2023. **O Sistema Interligado Nacional**. Disponível em: < <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin> >. Acesso em: 26 outubro de 2023.

KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos César Barioni de; ROBBA, Ernesto João. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 2005.

328 p.

DUGAN, Roger C.; MONTENEGRO, Davis. **The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. Electric Power Research Institute, Inc. Estados Unidos, junho 2023.

SALLAM, Abdelhay A. **Electric Distribution Systems**. 1ª edição. Editora Wilely-IEEE Press. 2007.

MC DONALD, J. D. **Electric Power Substations Engineering**. Florida, 2001.

CEMIG, Companhia Energética de Minas Gerais. **Manual de Distribuição: ND 3.1Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbana**. Disponível em: < https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/07/nd3_1_000001p.pdf >. Acesso em: 26 outubro de 2023.

CEMIG, Companhia Energética de Minas Gerais. **Manual de Distribuição: ND 3.1Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbana**. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/07/nd-2-1-instalacoes-basicas-de-redes-de-distribuicao-aereas-urbanas.pdf> >. Acesso em: 26 outubro de 2023.

CEMIG, Companhia Energética de Minas Gerais. **Norma de Distribuição: Instalações Básicas de Redes de Distribuição Compactas**. Disponível em: < https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2022/03/ND_2-9-Instalacoes_Basicas_RD_Instalacoes_Basicas_RD_Compactas.pdf >. Acesso em: 26 outubro de 2023.

KERSTING, W. H., Phillips, W. H. (1995). **Distribution feeder line models**. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 31(4), 715–720.

MASSIGNAN, Julio Augusto Druzina. **Estimação de demanda em tempo real para sistemas de distribuição radiais**. 2016. 130 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.

ACKERMANN, Thomas; ANDERSSON, Goran; SODER, Lennart. **Distributed generation: a definition**. Elsevier Science, 2001.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Micro e Minigeração Distribuída**. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>>. Acesso em: 26 outubro de 2023.

ONS. **Operador Nacional Do Sistema Elétrico (2022)**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>> Acesso em: 26 outubro de 2023.

KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos César Barioni; ROBBIA, Ernesto João. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2ª Edição, Blucher, 1 de janeiro de 2010.

DUGAN, Roger C.; MONTENEGRO, Davis. **The Open Distribution System Simulator (OpenDSS): Reference Guide**. 7.6 Palo Alto, CA; Electric Power Research Institute, Inc, 2023. 218p. Disponível em: < <https://www.epri.com/pages/sa/openss> >

JOTHIBASU, S.; DUBEY A.; SANTOSO, S. **Integrating Photovoltaic Generation**. Department of Electrical and Computer Engineering, The University of Texas at Austin, 2016, 41p. Disponível em: < https://www.researchgate.net/publication/325766441_Cost_of_Integrating_Distributed_Photovoltaic_Generation_to_the_Utility_Distribution_Circuits/link/5b22ad5c0f7e9b0e3744efeb/download>. Acesso em: 26 outubro de 2023

SILVA, F. M. **Contribuições à análise de capacidade de hospedagem em sistemas elétricos de potência**. 2017.

SHAYANI, R. A. **Método Para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída**. UNB, 2010.

OLIVEIRA, T. E. C. D. **Estudo da Capacidade de Hospedagem de Fontes de Geração Distribuída no Sistema Elétrico de um Campus Universitário**, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2015.

PALUDO, J. A. **Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em**

Regime Permanente. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo, São Carlos. 2014.

RADATZ, P. R. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS.** USP, São Paulo, 2015.

GRAINGER, John; STEVENSON, William. **Power Systems Analysis.** Editora McGraw Hill Asia; 2ª edição, 2016. ISBN-13 978-1259008351.

CEPEL, Departamento de Sistemas Eletroenergéticos. **Nossos Produtos.** Disponível em: <<https://see.cepel.br/Programa>>. Acesso em: 26 outubro de 2023

APÊNDICE A – Arquivo Principal desenvolvido no OpenDSS

Neste apêndice é mostrado todas as linhas de código do arquivo principal desenvolvido no OpenDSS. Neste arquivo é utilizado o comando Redirect para a organização do arquivo principal, este comando redireciona o algoritmo para outros arquivos do OpenDSS que serão mostrados nos próximos apêndices.

```

1
2 //*****//
3 //      Trabalho de conclusão de Curso -  Ygor Martins Fonseca
4
5 //      Bacharelado em Engenharia Elétrica  IFMG Campus Formiga
6
7 //*****//
8 /* Representação da linha de Transmissão 138KV-----*/
9
10 Clear
11 New Circuit.Subtransmissao model=thevnin basekv=138 basefreq= 60
12 ~ pu=1.0 phases=3 Bus1=216000
13 ~ angle=30 MVAAsc3=30000 MVAAsc1=32000
14 AddBusMarker Bus=216000 code=12 color=Red size=5
15
16 /* -----Representação do Tranformador da subestação----- */
17
18 New transformer.Trafo1 phases=3 xhl=6 windings=2
19 ~ %loadloss=0.90 %noloadloss=0.12 %imag=0.5
20 ~ wdg=1 Bus=216000 kV=138 kva=12500 conn=delta
21 ~ wdg=2 Bus=216001.1.2.3.0 kV=13.8 kva=12500 conn=wye
22
23 New transformer.Trafo2 phases=3 xhl=6 windings=2
24 ~ %loadloss=0.90 %noloadloss=0.12 %imag=0.5
25 ~ wdg=1 Bus=216000 kV=138 kva=12500 conn=delta
26 ~ wdg=2 Bus=216001.1.2.3.0 kV=13.8 kva=12500 conn=wye
27
28 /* -----Representação do Regulador da Subestação----- */
29
30 Redirect Regulador_000_FMAD216.dss !Regulador 0 Barramento 1
31
32 /* -----Representação das Linhas de Distribuição----- */
33 Redirect WireData_FMAD216.dss
34 Redirect Linegeometry_FMAD216.dss
35 Redirect Lines_FMAD216.dss
36
37 /* -----Representação e Distribuição das Cargas----- */
38 Redirect Loads_Shape.dss
39 Redirect Loads_FMAD216.dss
40
41 /* -----Representação do banco de capacitor----- */
42 New Capacitor.C1 bus1 = 216026 phases=3 conn=delta KVAR=75 Kv=13.8
43

```

```

45  /* -----Representação do Reguladores de tensão----- */
46
47  Redirect Regulador_001_FMAD216.dss !Regulador 1 Barramento 11
48  Redirect Regulador_002_FMAD216.dss !Regulador 2 Barramento 18
49  Redirect Regulador_003_FMAD216.dss !Regulador 3 Barramento 20
50  Redirect Regulador_004_FMAD216.dss !Regulador 4 Barramento 36
51
52  AddBusMarker Bus=216011 code=12 color=black size=5
53  AddBusMarker Bus=216018 code=12 color=black size=5
54  AddBusMarker Bus=216020 code=12 color=black size=5
55  AddBusMarker Bus=216036 code=12 color=black size=5
56
57  /* -----Representação das usinas fotovoltaicas----- */
58  Redirect PVsystem1.dss !Usina FV 1 Barramento 4 (5000KVA)
59  Redirect PVsystem2.dss !Usina FV 2 Barramento 37 (300KVA)A
60  Redirect PVsystem3.dss !Usina FV 3 Barramento 21 (1000KVA)
61  Redirect PVsystem4.dss !Usina FV 4 Barramento 38 (5000KVA)
62
63  AddBusMarker Bus=216004 code=13 color=green size=12
64  AddBusMarker Bus=216037 code=13 color=green size=12
65  AddBusMarker Bus=216021 code=13 color=green size=12
66  AddBusMarker Bus=216038 code=13 color=yellow size=12
67  /*----- Tensões de Base----- */
68  Set voltagebases = [138 13.8 7.967 0.800 0.462 0.380 0.220]
69  calcVoltagebases
70
71
72  /*-----Monitoramento das Potências ----- */
73
74  !Linhas:
75  New monitor.Potencia_FMAD216_0102hora24_000UFV4 element=line.FMAD_216_0102
76  ~ terminal=1 mode=1 ppolar=yes
77  New monitor.Potencia_FMAD216_2324hora24_000UFV4 element=line.FMAD_216_2324
78  ~ terminal=1 mode=1 ppolar=yes
79  New monitor.Potencia_FMAD216_3940hora24_000UFV4 element=line.FMAD_216_3940
80  ~ terminal=1 mode=1 ppolar=yes
81
82  !Linhas que derivam da subestação:
83  New monitor.Potencia_FMAD216_0205hora24_000UFV4 element=line.FMAD_216_0205
84  ~ terminal=1 mode=1 ppolar=yes
85  New monitor.Potencia_FMAD216_0203hora24_000UFV4 element=line.FMAD_216_0203
86  ~ terminal=1 mode=1 ppolar=yes
87  New monitor.Potencia_FMAD216_0235hora24_000UFV4 element=line.FMAD_216_0235
88  ~ terminal=1 mode=1 ppolar=yes
89
90  !Linhas:
91  New monitor.Potencia_FMAD216_0102hora24_000UFV4_retangular
92  ~ element=line.FMAD_216_0102 terminal=1 mode=1 ppolar=no
93  New monitor.Potencia_FMAD216_2324hora24_000UFV4_retangular
94  ~ element=line.FMAD_216_2324 terminal=1 mode=1 ppolar=no
95  New monitor.Potencia_FMAD216_3940hora24_000UFV4_retangular
96  ~ element=line.FMAD_216_3940 terminal=1 mode=1 ppolar=no
97
98  !Linhas que derivam da subestação:
99  New monitor.Potencia_FMAD216_0205hora24_000UFV4_retangular
100 ~ element=line.FMAD_216_0205 terminal=1 mode=1 ppolar=no
101 New monitor.Potencia_FMAD216_0203hora24_000UFV4_retangular
102 ~ element=line.FMAD_216_0203 terminal=1 mode=1 ppolar=no
103 New monitor.Potencia_FMAD216_0235hora24_000UFV4_retangular
104 ~ element=line.FMAD_216_0235 terminal=1 mode=1 ppolar=no
105

```

```

106 !Linhas que alimentam as usinas fotovoltaicas:
107 New monitor.Potencia_FMAD216_04UFV1hora24_000UFV4
108 ~ element=line.FMAD_216_04UFV1 terminal=1 mode=1 ppolar=yes
109 New monitor.Potencia_FMAD216_37UFV2hora24_000UFV4
110 ~ element=line.FMAD_216_37UFV2 terminal=1 mode=1 ppolar=yes
111 New monitor.Potencia_FMAD216_21UFV3hora24_000UFV4
112 ~ element=line.FMAD_216_21UFV3 terminal=1 mode=1 ppolar=yes
113 New monitor.Potencia_FMAD216_38UFV4hora24_000UFV4
114 ~ element=line.FMAD_216_38UFV4 terminal=1 mode=1 ppolar=yes
115 !Linhas que alimentam as usinas fotovoltaicas:
116 New monitor.Potencia_FMAD216_04UFV1hora24_000UFV4_retangular
117 ~ element=line.FMAD_216_04UFV1 terminal=1 mode=1 ppolar=no
118 New monitor.Potencia_FMAD216_37UFV2hora24_000UFV4_retangular
119 ~ element=line.FMAD_216_37UFV2 terminal=1 mode=1 ppolar=no
120 New monitor.Potencia_FMAD216_21UFV3hora24_000UFV4_retangular
121 ~ element=line.FMAD_216_21UFV3 terminal=1 mode=1 ppolar=no
122 New monitor.Potencia_FMAD216_38UFV4hora24_000UFV4_retangular
123 ~ element=line.FMAD_216_38UFV4 terminal=1 mode=1 ppolar=no
124
125 ☐ /*-----Monitoramento das tensões e correntes ----- */
126 | !Linhas:
127 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_0102hora24_000UFV4
128 ~ element=line.FMAD_216_0102 terminal=1 mode=0 ppolar=yes
129 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_2222hora24_000UFV4
130 ~ element=line.FMAD_216_2222 terminal=1 mode=0 ppolar=yes
131 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_2424hora24_000UFV4
132 ~ element=line.FMAD_216_2424 terminal=1 mode=0 ppolar=yes
133 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_2828hora24_000UFV4
134 ~ element=line.FMAD_216_2828 terminal=1 mode=0 ppolar=yes
135 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_3434hora24_000UFV4
136 ~ element=line.FMAD_216_3434 terminal=1 mode=0 ppolar=yes
137 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_4040hora24_000UFV4
138 element=line.FMAD_216_4040 terminal=1 mode=0 ppolar=yes
139
140 !Linhas que derivam da subestação:
141 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_0205hora24_000UFV4
142 ~ element=line.FMAD_216_0205 terminal=1 mode=0 ppolar=yes
143 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_0203hora24_000UFV4
144 ~ element=line.FMAD_216_0203 terminal=1 mode=0 ppolar=yes
145 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_0235hora24_000UFV4
146 ~ element=line.FMAD_216_0235 terminal=1 mode=0 ppolar=yes
147
148 !Linhas que alimentam as usinas fotovoltaicas:
149 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_04UFV1hora24_000UFV4
150 ~ element=line.FMAD_216_04UFV1 terminal=1 mode=0 ppolar=yes
151 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_37UFV2hora24_000UFV4
152 ~ element=line.FMAD_216_37UFV2 terminal=1 mode=0 ppolar=yes
153 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_21UFV3hora24_000UFV4
154 ~ element=line.FMAD_216_21UFV3 terminal=1 mode=0 ppolar=yes
155 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_38UFV4hora24_000UFV4
156 ~ element=line.FMAD_216_38UFV4 terminal=1 mode=0 ppolar=yes
157
158 !Linhas:
159 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_0102hora24_000UFV4_retangular
160 ~ element=line.FMAD_216_0102 terminal=1 mode=0 ppolar=no
161 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_2222hora24_000UFV4_retangular
162 ~ element=line.FMAD_216_2222 terminal=1 mode=0 ppolar=no
163 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_2424hora24_000UFV4_retangular
164 ~ element=line.FMAD_216_2424 terminal=1 mode=0 ppolar=no

```

```

165 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_2828hora24_000UFV4_retangular
166 ~ element=line.FMAD_216_2828 terminal=1 mode=0 ppolar=no
167 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_3434hora24_000UFV4_retangular
168 ~ element=line.FMAD_216_3434 terminal=1 mode=0 ppolar=no
169 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_4040hora24_000UFV4_retangular
170 ~ element=line.FMAD_216_4040 terminal=1 mode=0 ppolar=no
171
172 !Linhas que derivam da subestação:
173 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_0205hora24_000UFV4_retangular
174 ~ element=line.FMAD_216_0205 terminal=1 mode=0 ppolar=no
175 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_0203hora24_000UFV4_retangular
176 ~ element=line.FMAD_216_0203 terminal=1 mode=0 ppolar=no
177 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_0235hora24_000UFV4_retangular
178 ~ element=line.FMAD_216_0235 terminal=1 mode=0 ppolar=no
179
180 !Linhas que alimentam as usinas fotovoltaicas:
181 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_04UFV1hora24_000UFV4_retangular
182 ~ element=line.FMAD_216_04UFV1 terminal=1 mode=0 ppolar=no
183 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_37UFV2hora24_000UFV4_retangular
184 ~ element=line.FMAD_216_37UFV2 terminal=1 mode=0 ppolar=no
185 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_21UFV3hora24_000UFV4_retangular
186 ~ element=line.FMAD_216_21UFV3 terminal=1 mode=0 ppolar=no
187 New monitor.Tensao_e_Corrente_FMAD216_38UFV4hora24_000UFV4_retangular
188 ~ element=line.FMAD_216_38UFV4 terminal=1 mode=0 ppolar=no
189 /*-----Configuração para a simulação ----- */
190 set mode = daily
191 set stepsize =1h
192 set number = 24
193 solve
194 Buscoords Coordenadas_FMAD216.dss
195
196 /*-----Exporta as Potências ----- */
197
198 !Linhas:
199 Export monitors Potencia_FMAD216_0102hora24_000UFV4
200 Export monitors Potencia_FMAD216_2324hora24_000UFV4
201 Export monitors Potencia_FMAD216_3940hora24_000UFV4
202
203 !Linhas que derivam da subestação:
204 Export monitors Potencia_FMAD216_0205hora24_000UFV4
205 Export monitors Potencia_FMAD216_0203hora24_000UFV4
206 Export monitors Potencia_FMAD216_0235hora24_000UFV4
207
208 !Linhas que alimentam as usinas fotovoltaicas:
209 Export monitors Potencia_FMAD216_04UFV1hora24_000UFV4
210 Export monitors Potencia_FMAD216_37UFV2hora24_000UFV4
211 Export monitors Potencia_FMAD216_21UFV3hora24_000UFV4
212 Export monitors Potencia_FMAD216_38UFV4hora24_000UFV4
213
214 /*-----Exporta as tensões e correntes ----- */
215
216 !Linhas:
217 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_0102hora24_000UFV4
218 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_2222hora24_000UFV4
219 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_2424hora24_000UFV4
220 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_2828hora24_000UFV4
221 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_3434hora24_000UFV4
222 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_4040hora24_000UFV4
223

```

```

224 !Linhas que derivam da subestação:
225 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_0205hora24_000UFV4
226 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_0203hora24_000UFV4
227 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_0235hora24_000UFV4
228
229 !Linhas que alimentam as usinas fotovoltaicas:
230 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_04UFV1hora24_000UFV4
231 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_37UFV2hora24_000UFV4
232 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_21UFV3hora24_000UFV4
233 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_38UFV4hora24_000UFV4
234
235 /*-----Exporta as Potências -----*/
236
237 !Linhas:
238 Export monitors Potencia_FMAD216_0102hora24_000UFV4_retangular
239 Export monitors Potencia_FMAD216_2324hora24_000UFV4_retangular
240 Export monitors Potencia_FMAD216_3940hora24_000UFV4_retangular
241
242 !Linhas que derivam da subestação:
243 Export monitors Potencia_FMAD216_0205hora24_000UFV4_retangular
244 Export monitors Potencia_FMAD216_0203hora24_000UFV4_retangular
245 Export monitors Potencia_FMAD216_0235hora24_000UFV4_retangular
246
247 !Linhas que alimentam as usinas fotovoltaicas:
248 Export monitors Potencia_FMAD216_04UFV1hora24_000UFV4_retangular
249 Export monitors Potencia_FMAD216_37UFV2hora24_000UFV4_retangular
250 Export monitors Potencia_FMAD216_21UFV3hora24_000UFV4_retangular
251 Export monitors Potencia_FMAD216_38UFV4hora24_000UFV4_retangular
252
253 /*-----Exporta as tensões e correntes ----- */
254
255 !Linhas:
256 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_0102hora24_000UFV4_retangular
257 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_2222hora24_000UFV4_retangular
258 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_2424hora24_000UFV4_retangular
259 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_2828hora24_000UFV4_retangular
260 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_3434hora24_000UFV4_retangular
261 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_4040hora24_000UFV4_retangular
262
263 !Linhas que derivam da subestação:
264 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_0205hora24_000UFV4_retangular
265 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_0203hora24_000UFV4_retangular
266 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_0235hora24_000UFV4_retangular
267
268 !Linhas que alimentam as usinas fotovoltaicas:
269 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_04UFV1hora24_000UFV4_retangular
270 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_37UFV2hora24_000UFV4_retangular
271 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_21UFV3hora24_000UFV4_retangular
272 Export monitors Tensao_e_Corrente_FMAD216_38UFV4hora24_000UFV4_retangular
273
274 Export Voltages [Tensoeshora24_000UFV4.csv]
275 Export Currents [Correnteshora24_000UFV4.csv]
276 Export Powers [KVA] [Potenciashora24_000UFV4.csv]

```

APÊNDICE B – Cabos, Geometrias e Linhas no OpenDSS

Neste apêndice é mostrado todas as linhas de código que modelam as linhas de média tensão do alimentador.

B.1- Arquivo: WireData_FMAD216.dss

A seguir é mostrado as linhas de código desenvolvidas para a modelagem dos cabos elétricos no OpenDSS:

```

1 //*****Modelagem dos Cabos Elétricos*****//
2
3 New Wiredata.CA_240mm2
4 ~ radius = 9 !raio do condutor
5 ~ radunits = mm ! unidade de medida do raio condutor
6 ~ Rac = 0.134 !ohm/km
7 ~ Runits = km ! unidade de resistência por km
8 ~ normamps = 588 ! capacidade de condução de corrente
9 ~ GMRac = 7.62 !GMR - Geometric Mean Radius
10 ~ GMRunits = mm
11
12 New Wiredata.CA_150mm2
13 ~ radius = 7.2 !raio do condutor
14 ~ radunits = mm ! unidade de medida do raio condutor
15 ~ Rac = 0.264 !ohm/km
16 ~ Runits = km ! unidade de resistência por km
17 ~ normamps = 445 ! capacidade de condução de corrente
18 ~ GMRac = 6.035 !GMR - Geometric Mean Radius
19 ~ GMRunits = mm
20
21 New WireData.CAA_4/0AWG !107,2mm2
22 ~ radius = 7.1505 !raio do condutor verificado
23 ~ radunits = mm ! unidade de medida do raio condutor
24 ~ Rac = 0.390 !ohm/km
25 ~ Runits = km ! unidade de resistência por km
26 ~ normamps = 357 ! capacidade de condução de corrente
27 ~ GMRac = 4.81 !GMR - Geometric Mean Radius
28 ~ GMRunits = mm
29
30 New WireData.CAA_1/0AWG ! 53,52 mm2
31 ~ radius = 4.68 !raio do condutor verificado
32 ~ radunits = mm ! unidade de medida do raio condutor
33 ~ Rac = 0.712 !ohm/km
34 ~ Runits = km ! unidade de resistência por km
35 ~ normamps = 235 ! capacidade de condução de corrente
36 ~ GMRac = 3.383 !GMR - Geometric Mean Radius
37 ~ GMRunits = mm
38
39 New WireData.CA_336AWG ! 170,5 mm2
40 ~ radius = 8.45 !raio do condutor verificado
41 ~ radunits = mm ! unidade de medida do raio condutor
42 ~ Rac = 0.210 !ohm/km

```

```

43 ~ Runits = km      ! unidade de resistência por km
44 ~ normamps = 495  ! capacidade de condução de corrente
45 ~ GMRac = 6.40    !GMR - Geometric Mean Radius
46 ~ GMRunits = mm
47
48
49 New WireData.CA_336AWG ! 170,5 mm2
50 ~ radius = 8.45    !raio do condutor verificado
51 ~ radunits = mm   ! unidade de medida do raio condutor
52 ~ Rac = 0.210     !ohm/km
53 ~ Runits = km     ! unidade de resistência por km
54 ~ normamps = 495  ! capacidade de condução de corrente
55 ~ GMRac = 6.40    !GMR - Geometric Mean Radius
56 ~ GMRunits = mm
57 /* Representação da linha de Transmissão 138KV-----*/
58 /* -----Modelagem do Cabos Elétricos-----*/
59 New WireData.CA_150mm2
60 ~ radius = 7.2     !raio do condutor
61 ~ radunits = mm   ! unidade de medida do raio condutor
62 ~ Rac = 0.264     !ohm/km
63 ~ Runits = km     ! unidade de resistência por km
64 ~ normamps = 445  ! capacidade de condução de corrente
65 ~ GMRac = 6.035   !GMR - Geometric Mean Radius
66 ~ GMRunits = mm
67
68 New WireData.CAA_4/0AWG !107,2mm2
69 ~ radius = 7.1505 !raio do condutor verificado
70 ~ radunits = mm   ! unidade de medida do raio condutor
71 ~ Rac = 0.390     !ohm/km
72 ~ Runits = km     ! unidade de resistência por km
73 ~ normamps = 357  ! capacidade de condução de corrente
74 ~ GMRac = 4.81    !GMR - Geometric Mean Radius
75 ~ GMRunits = mm
76 /*Raio médio geométrico - quantifica a indutância interna de um
77 condutor. Por definição, o GMR é o raio de um tubo infinitamente
78 fino com a mesma indutância interna que o condutor até um raio
79 de um pé. O GMR é frequentemente indicado em pés para facilitar
80 os cálculos com distâncias medidas em pés. Note-se que o GMR
81 é menor do que o raio real do condutor.*/

```

B.2- Arquivo: LineGeometry_FMAD216.dss

A seguir é mostrado as linhas de código desenvolvidas para a modelagem das estruturas de rede compacta (CE1) e rede convencional (N1) no OpenDSS:

```

2 //-----Modelagem das Estruturas CE1 e N1 -----//
3 New Linegeometry.FMAD216_RedeCompacta_CA_240mm !Estrutura CE1
4 ~ nconds=3
5 ~ nphases=3
6 ~ cond=1 Wire=CA_240mm2 x=0.2 h=10.45 units=m
7 ~ cond=2 Wire=CA_240mm2 x=0 h=10.3 units=m
8 ~ cond=3 Wire=CA_240mm2 x=-0.2 h=10.45 units=m
9
10 New Linegeometry.FMAD216_RedeCompacta_CA_150mm !Estrutura CE1
11 ~ nconds=3

```

```

12 ~ nphases=3
13 ~ cond=1 Wire=CA_150mm2 x=0.2 h=10.45 units=m
14 ~ cond=2 Wire=CA_150mm2 x=0 h=10.3 units=m
15 ~ cond=3 Wire=CA_150mm2 x=-0.2 h=10.45 units=m
16
17 New Linegeometry.FMAD216_Convencional_CAA_4/0 !Estrutura N1
18 ~ nconds=3
19 ~ nphases=3
20 ~ cond=1 Wire=CAA_4/0AWG x=0 h=11 units=m
21 ~ cond=2 Wire=CAA_4/0AWG x=0.7 h=11 units=m
22 ~ cond=3 Wire=CAA_4/0AWG x=1.5 h=11 units=m
23
24 New Linegeometry.FMAD216_Convencional_CAA_1/0 !Estrutura N1
25 ~ nconds=3
26 ~ nphases=3
27 ~ cond=1 Wire=CAA_1/0AWG x=0 h=11 units=m
28 ~ cond=2 Wire=CAA_1/0AWG x=0.7 h=11 units=m
29 ~ cond=3 Wire=CAA_1/0AWG x=1.5 h=11 units=m
30
31 New Linegeometry.FMAD216_Convencional_CA_336 !Estrutura N1
32 ~ nconds=3
33 ~ nphases=3
34 ~ cond=1 Wire=CA_336AWG x=0 h=11 units=m
35 ~ cond=2 Wire=CA_336AWG x=0.7 h=11 units=m
36 ~ cond=3 Wire=CA_336AWG x=1.5 h=11 units=m

```

B.3- Arquivo: Lines_FMAD216.dss

A seguir é mostrado as linhas de código desenvolvidas para a modelagem das linhas de distribuição no OpenDSS:

```

2 | L//----- Linhas de Distribuição em Média Tensão-----//
3
4 // LINHAS COMPACTAS - 150mm2 - max 445A
5
6 New Line.FMAD_216_0203 Bus1=216002 Bus2=216003
7 ~ Geometry= FMAD216_RedeCompacta_CA_150mm
8 ~ Length=0.698 units=km
9
10 New Line.FMAD_216_0304 Bus1=216003 Bus2=216004
11 ~ Geometry= FMAD216_RedeCompacta_CA_150mm
12 ~ Length=1.332 units=km
13
14 New Line.FMAD_216_04UFV1 Bus1=216004 Bus2=216UFV1
15 ~ Geometry= FMAD216_RedeCompacta_CA_240mm
16 ~ Length=0.200 units=km
17
18 New Line.FMAD_216_0205 Bus1=216002 Bus2=216005
19 ~ Geometry=FMAD216_RedeCompacta_CA_150mm
20 ~ Length=0.174 units=km
21
22 New Line.FMAD_216_0506 Bus1=216005 Bus2=216006
23 ~ Geometry=FMAD216_RedeCompacta_CA_150mm
24 ~ Length=0.316 units=km

```

```

25
26 New Line.FMAD_216_0607 Bus1=216006 Bus2=216007
27 ~ Geometry=FMAD216_RedeCompacta_CA_150mm
28 ~ Length=0.877 units=km !0.877
29
30 New Line.FMAD_216_0608 Bus1=216006 Bus2=216008
31 ~ Geometry=FMAD216_RedeCompacta_CA_150mm
32 ~ Length=0.315 units=km
33
34 New Line.FMAD_216_0809 Bus1=216008 Bus2=216009
35 ~ Geometry=FMAD216_RedeCompacta_CA_150mm
36 ~ Length=0.460 units=km
37
38 New Line.FMAD_216_0910 Bus1=216009 Bus2=216010
39 ~ Geometry=FMAD216_RedeCompacta_CA_150mm
40 ~ Length=0.528 units=km
41
42 New Line.FMAD_216_1011 Bus1=216010 Bus2=216011
43 ~ Geometry= FMAD216_RedeCompacta_CA_150mm
44 ~ Length=0.340 units=km
45
46 New Line.FMAD_216_1112 Bus1=216011_reg Bus2=216012
47 ~ Geometry= FMAD216_RedeCompacta_CA_150mm
48 ~ Length=0.139 units=km
49
50 New Line.FMAD_216_1213 Bus1=216012 Bus2=216013
51 ~ Geometry= FMAD216_RedeCompacta_CA_150mm
52 ~ Length=0.139 units=km
53
54 New Line.FMAD_216_1314 Bus1=216013 Bus2=216014
55 ~ Geometry= FMAD216_RedeCompacta_CA_150mm
56 ~ Length=0.380 units=km
57
58 New Line.FMAD_216_1415 Bus1=216014 Bus2=216015
59 ~ Geometry= FMAD216_RedeCompacta_CA_150mm
60 ~ Length=1.04 units=km
61 //*****//
62 // LINHA CONVENCIONAIS 4/0 - 107,2mm2 - max 357A
63
64 New Line.FMAD_216_1516 Bus1=216015 Bus2=216016
65 ~ Geometry= FMAD216_Convencional_CAA_4/0
66 ~ Length=3.261 units=km
67
68 New Line.FMAD_216_1617 Bus1=216016 Bus2=216017
69 ~ Geometry= FMAD216_Convencional_CAA_4/0
70 ~ Length=2.900 units=km
71 //*****//
72 // LINHAS CONVENCIONAIS 1/0 - 53,52 mm2 - max 235A
73
74 New Line.FMAD_216_1718 Bus1=216017 Bus2=216018
75 ~ Geometry= FMAD216_Convencional_CAA_1/0
76 ~ Length=5.272 units=km
77
78 New Line.FMAD_216_1819 Bus1=216018_reg Bus2=216019
79 ~ Geometry= FMAD216_Convencional_CAA_1/0
80 ~ Length=7.776 units=km
81
82 New Line.FMAD_216_1920 Bus1=216019 Bus2=216020
83 ~ Geometry= FMAD216_Convencional_CAA_1/0
84 ~ Length=8.285 units=km
85
86 New Line.FMAD_216_2021 Bus1=216020_reg Bus2=216021
87 ~ Geometry= FMAD216_Convencional_CAA_1/0

```

```

88 ~ Length=12.397 units=km
89
90 New Line.FMAD_216_21UFV3 Bus1=216021 Bus2=216UFV3
91 ~ Geometry= FMAD216_Convencional_CAA_1/0
92 ~ Length=0.200 units=km
93
94 New Line.FMAD_216_2122 Bus1=216021 Bus2=216022
95 ~ Geometry= FMAD216_Convencional_CAA_1/0
96 ~ Length=8.798 units=km
97
98 New Line.FMAD_216_2023 Bus1=216020 Bus2=216023
99 ~ Geometry= FMAD216_Convencional_CAA_1/0
100 ~ Length=5.635 units=km
101
102 New Line.FMAD_216_2324 Bus1=216023 Bus2=216024
103 ~ Geometry= FMAD216_Convencional_CAA_1/0
104 ~ Length=2.900 units=km
105
106 New Line.FMAD_216_0529 Bus1=216005 Bus2=216029
107 ~ Geometry= FMAD216_Convencional_CAA_1/0
108 ~ Length=0.329 units=km
109
110 New Line.FMAD_216_2930 Bus1=216029 Bus2=216030
111 ~ Geometry= FMAD216_Convencional_CAA_1/0
112 ~ Length=0.786 units=km
113
114 New Line.FMAD_216_3031 Bus1=216030 Bus2=216031
115 ~ Geometry= FMAD216_Convencional_CAA_1/0
116 ~ Length=0.231 units=km
117
118 New Line.FMAD_216_2932 Bus1=216029 Bus2=216032
119 ~ Geometry= FMAD216_Convencional_CAA_1/0
120 ~ Length=2.504 units=km
121
122 New Line.FMAD_216_3233 Bus1=216032 Bus2=216033
123 ~ Geometry= FMAD216_Convencional_CAA_1/0
124 ~ Length=2.461 units=km
125
126 New Line.FMAD_216_3334 Bus1=216033 Bus2=216034
127 ~ Geometry= FMAD216_Convencional_CAA_1/0
128 ~ Length=3.224 units=km
129
130 //*****//
131 // LINHAS COMPACTAS - 240mm2 - max 588A
132
133 New Line.FMAD_216_0102 Bus1=216001_reg Bus2=216002
134 ~ Geometry= FMAD216_RedeCompacta_CA_240mm
135 ~ Length=0.078 units=km
136
137 New Line.FMAD_216_0235 Bus1=216002 Bus2=216035
138 ~ Geometry= FMAD216_RedeCompacta_CA_240mm
139 ~ Length=0.683 units=km
140
141 New Line.FMAD_216_3536 Bus1=216035 Bus2=216036
142 ~ Geometry= FMAD216_RedeCompacta_CA_240mm
143 ~ Length=1.297 units=km

```

```

144
145 New Line.FMAD_216_3637 Bus1=216036_reg Bus2=216037
146 ~ Geometry= FMAD216_RedeCompacta_CA_240mm
147 ~ Length=1.280 units=km
148
149 New Line.FMAD_216_37UFV2 Bus1=216037 Bus2=216UFV2
150 ~ Geometry= FMAD216_RedeCompacta_CA_240mm
151 ~ Length=0.200 units=km
152
153 New Line.FMAD_216_3738 Bus1=216037 Bus2=216038
154 ~ Geometry= FMAD216_RedeCompacta_CA_240mm
155 ~ Length=1.967 units=km
156
157 New Line.FMAD_216_38UFV4 Bus1=216038 Bus2=216UFV4
158 ~ Geometry= FMAD216_RedeCompacta_CA_240mm
159 ~ Length=0.200 units=km
160
161 New Line.FMAD_216_3839 Bus1=216038 Bus2=216039
162 ~ Geometry= FMAD216_RedeCompacta_CA_240mm
163 ~ Length=4.994 units=km
164
165 New Line.FMAD_216_3940 Bus1=216039 Bus2=216040
166 ~ Geometry= FMAD216_RedeCompacta_CA_240mm
167 ~ Length=2.324 units=km
168
169 //*****//
170 // LINHAS CONVENCIONAIS 336 - 170,5 mm2 - max 495A
171
172 New Line.FMAD_216_1425 Bus1=216014 Bus2=216025
173 ~ Geometry= FMAD216_Convencional_CA_336
174 ~ Length=0.568 units=km
175
176 New Line.FMAD_216_2526 Bus1=216025 Bus2=216026
177 ~ Geometry= FMAD216_Convencional_CA_336
178 ~ Length=2.057 units=km
179
180 New Line.FMAD_216_2627 Bus1=216026 Bus2=216027
181 ~ Geometry= FMAD216_Convencional_CA_336
182 ~ Length=2.9 units=km
183
184 New Line.FMAD_216_2728 Bus1=216027 Bus2=216028
185 ~ Geometry= FMAD216_Convencional_CA_336
186 ~ Length= 1.548 units=km
187

```

APÊNDICE C – Curva de Carga e Cargas Distribuídas no Alimentador

Neste apêndice é mostrado todas as linhas de código que modelam as cargas inseridas no alimentador.

C.1- LoadsShape.dss

A seguir é mostrado as linhas de códigos no OpendSS que modelam a curva de carga típica do alimentador FMAD216.

```

1
2  /* Representacao da curva de carga do alimentdor----- */
3  New LoadShape.Curva_de_Carga npts=24 interval= 1
4  ~ mult=(0.71 0.71 0.69 0.68 0.7 0.72
5          0.79 0.81 0.89 0.83 0.85 0.81
6          0.71 0.79 0.92 0.98 0.96 0.89
7          0.9 0.93 0.96 1 0.98 0.95)
8

```

C.2- Loads_FMAD216.dss

A seguir é mostrado as linhas de códigos no OpenDSS que inserem as cargas no alimentador FMAD216.

```

1
2  /* -----Representação da Carga 23 ----- */
3
4  New Load.Carga023a phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216023.1
5  ~ KV = 7.9674 KVA = 30 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
6  New Load.Carga023b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216023.2
7  ~ KV = 7.9674 KVA = 31 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
8  New Load.Carga023c phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216023.3
9  ~ KV = 7.9674 KVA = 28 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
10
11 New Load.Carga024a phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216024.1
12 ~ KV = 7.9674 KVA = 43 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
13 New Load.Carga024b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216024.2
14 ~ KV = 7.9674 KVA = 49 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
15 New Load.Carga024c phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216024.3
16 ~ KV = 7.9674 KVA = 33 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
17
18 New Load.Carga021a phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216021.1
19 ~ KV = 7.9674 KVA = 48 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
20 New Load.Carga021b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216021.2

```

```

20 New Load.Carga021b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216021.2
21 ~ KV = 7.9674 KVA = 62 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
22 New Load.Carga021c phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216021.3
23 ~ KV = 7.9674 KVA = 38 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
24
25 New Load.Carga022a phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216022.1
26 ~ KV = 7.9674 KVA = 39 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
27 New Load.Carga022b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216022.2
28 ~ KV = 7.9674 KVA = 21 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
29 New Load.Carga022c phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216022.3
30 ~ KV = 7.9674 KVA = 49 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
31
32 New Load.Carga020a phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216020.1
33 ~ KV = 7.9674 KVA = 73 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
34 New Load.Carga020b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216020.2
35 ~ KV = 7.9674 KVA = 69 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
36 New Load.Carga020c phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216020.3
37 ~ KV = 7.9674 KVA = 25 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
38
39 New Load.Carga019a phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216019.1
40 ~ KV = 7.9674 KVA = 131 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
41 New Load.Carga019b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216019.2
42 ~ KV = 7.9674 KVA = 177 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
43 New Load.Carga019c phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216019.3
44 ~ KV = 7.9674 KVA = 89 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
45
46 New Load.Carga018a phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216018.1
47 ~ KV = 7.9674 KVA = 87 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
48 New Load.Carga018b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216018.2
49 ~ KV = 7.9674 KVA = 97 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
50 New Load.Carga018c phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216018.3
51 ~ KV = 7.9674 KVA = 125 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
52
53 New Load.Carga017a phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216017.1
54 ~ KV = 7.9674 KVA = 546 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
55 New Load.Carga017b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216017.2
56 ~ KV = 7.9674 KVA = 437 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
57 New Load.Carga017c phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216017.3
58 ~ KV = 7.9674 KVA = 292 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
59
60 New Load.Carga016a phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216016.1
61 ~ KV = 7.9674 KVA = 94 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
62 New Load.Carga016b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216016.2
63 ~ KV = 7.9674 KVA = 16 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
64 New Load.Carga016c phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216016.3
65 ~ KV = 7.9674 KVA = 14 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
66
67 New Load.Carga015a phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216015.1
68 ~ KV = 7.9674 KVA = 22 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
69 New Load.Carga015b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216015.2
70 ~ KV = 7.9674 KVA = 5 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
71 New Load.Carga015c phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216015.3
72 ~ KV = 7.9674 KVA = 2 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
73
74 New Load.Carga028a phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216028.1
75 ~ KV = 7.9674 KVA = 311 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
76 New Load.Carga028b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216028.2
77 ~ KV = 7.9674 KVA = 363 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
78 New Load.Carga028c phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216028.3
79 ~ KV = 7.9674 KVA = 248 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
80
81 New Load.Carga027a phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216027.1
82 ~ KV = 7.9674 KVA = 100 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga

```

```

83 New Load.Carga027b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216027.2
84 ~ KV = 7.9674 KVA = 15 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
85 New Load.Carga027c phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216027.3
86 ~ KV = 7.9674 KVA = 14 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
87
88 New Load.Carga026a phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216026.1
89 ~ KV = 7.9674 KVA = 100 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
90 New Load.Carga026b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216026.2
91 ~ KV = 7.9674 KVA = 15 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
92 New Load.Carga026c phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216026.3
93 ~ KV = 7.9674 KVA = 14 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
94
95 New Load.Carga010a phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216010.1
96 ~ KV = 7.9674 KVA =176 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
97 New Load.Carga010b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216010.2
98 ~ KV = 7.9674 KVA =139 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
99 New Load.Carga010c phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216010.3
100 ~ KV = 7.9674 KVA = 95 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
101
102 New Load.Carga008a phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216008.1
103 ~ KV = 7.9674 KVA =279 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
104 New Load.Carga008b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216008.2
105 ~ KV = 7.9674 KVA =318 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
106 New Load.Carga008c phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216008.3
107 ~ KV = 7.9674 KVA =208 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
108
109 New Load.Carga006a phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216006.1
110 ~ KV = 7.9674 KVA =10 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
111 New Load.Carga006b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216006.2
112 ~ KV = 7.9674 KVA =10 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
113 New Load.Carga006c phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216006.3
114 ~ KV = 7.9674 KVA =10 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
115
116 New Load.Carga007a phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216007.1
117 ~ KV = 7.9674 KVA =10 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
118 New Load.Carga007b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216007.2
119 ~ KV = 7.9674 KVA =10 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
120 New Load.Carga007c phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216007.3
121 ~ KV = 7.9674 KVA =10 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
122
123 New Load.Carga032b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216032.2
124 ~ KV = 7.9674 KVA= 37.5 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
125 New Load.Carga033b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216033.2
126 ~ KV = 7.9674 KVA= 10 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
127 New Load.Carga034b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216034.2
128 ~ KV = 7.9674 KVA= 37.5 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
129
130 New Load.Carga031a phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216031.1
131 ~ KV = 7.9674 KVA =121 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
132 New Load.Carga031b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216031.2
133 ~ KV = 7.9674 KVA =121 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
134 New Load.Carga031c phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216031.3
135 ~ KV = 7.9674 KVA =89 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
136
137 New Load.Carga035a phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216035.1
138 ~ KV = 7.9674 KVA =52 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
139 New Load.Carga035b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216035.2
140 ~ KV = 7.9674 KVA =70 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
141 New Load.Carga035c phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216035.3
142 ~ KV = 7.9674 KVA =5 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga

```

```
143
144 New Load.Carga036a phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216036.1
145 ~ KV = 7.9674 KVA =40 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
146 New Load.Carga036b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216036.2
147 ~ KV = 7.9674 KVA =32 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
148 New Load.Carga036c phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216036.3
149 ~ KV = 7.9674 KVA =48 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
150
151 New Load.Carga037a phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216037.1
152 ~ KV = 7.9674 KVA =41 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
153 New Load.Carga037b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216037.2
154 ~ KV = 7.9674 KVA =50 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
155 New Load.Carga037c phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216037.3
156 ~ KV = 7.9674 KVA =33 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
157
158 New Load.Carga039a phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216039.1
159 ~ KV = 7.9674 KVA =5 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
160 New Load.Carga039b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216039.2
161 ~ KV = 7.9674 KVA =4 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
162 New Load.Carga039c phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216039.3
163 ~ KV = 7.9674 KVA =5 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
164
165 New Load.Carga040a phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216040.1
166 ~ KV = 7.9674 KVA =0 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
167 New Load.Carga040b phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216040.2
168 ~ KV = 7.9674 KVA =0 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
169 New Load.Carga040c phases=1 conn=wye model =1 Bus = 216040.3
170 ~ KV = 7.9674 KVA =15 pf = 0.92 daily=Curva_de_Carga
171
```

APÊNDICE D – REGULADORES DE TENSÃO NO OPEN DSS

A seguir é mostrado as linhas de código desenvolvidas para a modelagem dos reguladores de tensão no OpenDSS:

D.1- Arquivo: Regulador_000_FMAD216.dss

```

42
43  /*----- */
44  /* Regulador 0 Fase C ----- */
45  New Transformer.Reg000c
46  ~ phases=1
47  ~ windings=2
48  ~ xhl=0.01
49  ~ %LoadLoss=0.001
50  ~ wdg=1 bus=216001.3 kV=7.967 kva= 8400
51  ~ wdg=2 bus=216001_reg.3 kV=7.967 kva= 8400
52
53  New regcontrol.Reg000c transformer=Reg000c
54  ~ winding=2 ! Quantidade de enrolamentos
55  ~ vreg=120 ! tensão no secun
56  ~ band=3 ! largura de Banda de atuação
57  ~ ptratio=66.3952 ! relação de transformação
58  ~ CTprim=500
59  ~ reversible =no ! Permite atuação em caso de fluxo reverso
60  ~ R=1
61  ~ X=1
62  ~ delay =0
63  /*----- */
22  /*----- */
23  /* Regulador 0 Fase B ----- */
24  New Transformer.Reg000b
25  ~ phases=1
26  ~ windings=2
27  ~ xhl=0.01
28  ~ %LoadLoss=0.001
29  ~ wdg=1 bus=216001.2 kV=7.967 kva= 8400
30  ~ wdg=2 bus=216001_reg.2 kV=7.967 kva= 8400
31
32  New regcontrol.Reg000b transformer=Reg000b
33  ~ winding=2 ! Quantidade de enrolamentos
34  ~ vreg=120 ! tensão no secun
35  ~ band=3 ! mudei de 3 para 4 e não alterou em nada
36  ~ ptratio=66.3952
37  ~ CTprim=300
38  ~ reversible = no ! Permite atuação em caso de fluxo reverso
39  ~ R=1
40  ~ X=1
41  ~ delay = 0
42

```

D.2 - Arquivo: Regulador_001_FMAD216.dss

```

28 ~ xhl=0.01
29 ~ %LoadLoss=0.001
30 ~ wdg=1 bus=216011.2 kV=7.967 kva= 300
31 ~ wdg=2 bus=216011_reg.2 kV=7.967 kva= 300
32
33 New regcontrol.Reg001b transformer=Reg001b
34 ~ winding=2 ! Quantidade de enrolamentos
35 ~ vreg=120 ! tensão no secun
36 ~ band=3 ! mudei de 3 para 4 e não alterou em nada
37 ~ ptratio=66.3952
38 ~ CTprim=300
39 ~ reversible = yes ! Permite atuação em caso de fluxo reverso
40 ~ R=2
41 ~ X=3
42 ~ delay = 10
43 ~ revDelay = 60 ! Atraso temporal na atuação reversa
44 /*----- */
45 /* Regulador 1 Fase C ----- */
46 New Transformer.Reg001c
47 ~ phases=1
48 ~ windings=2
49 ~ xhl=0.01
50 ~ %LoadLoss=0.001
51 ~ wdg=1 bus=216011.3 kV=7.967 kva= 300
52 ~ wdg=2 bus=216011_reg.3 kV=7.967 kva= 300
53
54 New regcontrol.Reg001c transformer=Reg001c
55 ~ winding=2 ! Quantidade de enrolamentos
56 ~ vreg=120 ! tensão no secun
57 ~ band=3 ! largura de Banda de atuação
58 ~ ptratio=66.3952 ! relação de transformação
59 ~ CTprim=300
60 ~ reversible = yes ! Permite atuação em caso de fluxo reverso
61 ~ R=2
62 ~ X=3
63 ~ delay = 10
64 ~ revDelay = 60 ! Atraso temporal na atuação reversa
65 /*----- */
66

```

D.3 - Arquivo: Regulador_002_FMAD216.dss

```
1  /* Representacao dos reguladores de tensao-----
2
3  /* Regulador 2 Fase A ----- */
4  New Transformer.Reg002a
5  ~ phases=1
6  ~ windings=2
7  ~ xhl=0.01
8  ~ %LoadLoss=0.001
9  ~ wdg=1 bus=216018.1 kv=7.967 kva=167
10 ~ wdg=2 bus=216018_reg.1 kv=7.967 kva=167
```

```

12 New regcontrol.Reg002a transformer=Reg002a
13 ~ winding=2 ! Quantidade de enrolamentos
14 ~ vreg=120 ! tensão no secun
15 ~ band=3 ! mudei de 3 para 4 e não alterou em nada
16 ~ ptratio=66.3952
17 ~ CTprim=300
18 ~ reversible = yes ! Permite atuação em caso de fluxo reverso
19 ~ R=4
20 ~ X=6
21 ~ delay = 30
22 ~ revDelay = 30 ! Atraso temporal na atuação reversa
23 /*----- */
24 /* Regulador 2 Fase B ----- */
25 New Transformer.Reg002b
26 ~ phases=1
27 ~ windings=2
28 ~ xhl=0.01
29 ~ %LoadLoss=0.001
30 ~ wdg=1 bus=216018.2 kV=7.967 kva=167
31 ~ wdg=2 bus=216018_reg.2 kV=7.967 kva=167
32
33 New regcontrol.Reg002b transformer=Reg002b
34 ~ winding=2 ! Quantidade de enrolamentos
35 ~ vreg=120 ! tensão no secun
36 ~ band=3 ! mudei de 3 para 4 e não alterou em nada
37 ~ ptratio=66.3952
38 ~ CTprim=300
39 ~ reversible = yes ! Permite atuação em caso de fluxo reverso
40 ~ R=2
41 ~ X=3
42 ~ delay = 30
43 ~ revDelay = 30 ! Atraso temporal na atuação reversa
44 /*----- */
45 /* Regulador 2 Fase C ----- */
46 New Transformer.Reg002c
47 ~ phases=1
48 ~ windings=2
49 ~ xhl=0.01
50 ~ %LoadLoss=0.001
51 ~ wdg=1 bus=216018.3 kV=7.967 kva=167
52 ~ wdg=2 bus=216018_reg.3 kV=7.967 kva=167
53
54 New regcontrol.Reg002c transformer=Reg002c
55 ~ winding=2 ! Quantidade de enrolamentos
56 ~ vreg=120 ! tensão no secun
57 ~ band=3 ! largura de Banda de atuação
58 ~ ptratio=66.3952 ! relação de transformação
59 ~ CTprim=300
60 ~ reversible = yes ! Permite atuação em caso de fluxo reverso
61 ~ R=2
62 ~ X=3
63 ~ delay = 30
64 ~ revDelay = 30 ! Atraso temporal na atuação reversa
65 /*----- */

```

D.4 - Arquivo: Regulador_003_FMAD216.dss

```

1  /* Representacao dos reguladores de tensao----- */
2
3  /* Regulador 3 Fase A ----- */
4  New Transformer.Reg003a
5  ~ phases=1
6  ~ windings=2
7  ~ xhl=0.01
8  ~ %LoadLoss=0.001
9  ~ wdg=1 bus=216020.1 kV=7.967 kva=167
10 ~ wdg=2 bus=216020_reg.1 kV=7.967 kva=167
11
12 New regcontrol.Reg003a transformer=Reg003a
13 ~ winding=2 ! Quantidade de enrolamentos
14 ~ vreg=120 !
15 ~ band=3
16 ~ ptratio=66.3952
17 ~ CTprim=300
18 ~ reversible = yes ! Permite atuação em caso de fluxo reverso
19 ~ R=4
20 ~ X=6
21 ~ delay = 60
22 ~ revDelay = 10 ! Atraso temporal na atuação reversa
23 /*----- */
24 /* Regulador 3 Fase B ----- */
25 New Transformer.Reg003b
26 ~ phases=1
27 ~ windings=2
28 ~ xhl=0.01
29 ~ %LoadLoss=0.001
30 ~ wdg=1 bus=216020.2 kV=7.967 kva=167
31 ~ wdg=2 bus=216020_reg.2 kV=7.967 kva=167
32
33 New regcontrol.Reg003b transformer=Reg003b
34 ~ winding=2 ! Quantidade de enrolamentos
35 ~ vreg=120 ! tensão no secundário
36 ~ band=3 !
37 ~ ptratio=66.3952
38 ~ CTprim=300
39 ~ reversible = yes ! Permite atuação em caso de fluxo reverso
40 ~ R=2
41 ~ X=3
42 ~ delay = 60
43 ~ revDelay = 10 ! Atraso temporal na atuação reversa
44 /*----- */
45 /* Regulador 3 Fase C ----- */
46 New Transformer.Reg003c
47 ~ phases=1
48 ~ windings=2
49 ~ xhl=0.01
50 ~ %LoadLoss=0.001
51 ~ wdg=1 bus=216020.3 kV=7.967 kva=167
52 ~ wdg=2 bus=216020_reg.3 kV=7.967 kva=167
53
54 New regcontrol.Reg003c transformer=Reg003c

```

```

55 ~ winding=2 ! Quantidade de enrolamentos
56 ~ vreg=120 ! tensão no secundário
57 ~ band=3 ! largura de Banda de atuação
58 ~ ptratio=66.395! relação de transformação
59 ~ CTprim=300
60 ~ reversible = yes ! Permite atuação em caso de fluxo reverso
61 ~ R=2
62 ~ X=3
63 ~ delay = 60
64 ~ revDelay = 10 ! Atraso temporal na atuação reversa
65 /*----- */

```

D.5 - Arquivo: Regulador_004_FMAD216.dss

```

1
2 /* -----Representacao dos reguladores de tensao monofásicos----- */
3
4 /* Regulador 4 Fase A ----- */
5 New Transformer.Reg004a
6 ~ phases=1 !Número de Fases
7 ~ windings=2 ! Número de Enrolamentos
8 ~ xhl=0.01 ! Pedas entre os enrolamentos primário e secundário
9 ~ %LoadLoss=0.001 ! Perdas a vazio
10 ~ wdg=1 bus=216036.1 kV=7.967 kva=167 ! tensao e potência no primário
11 ~ wdg=2 bus=216036_reg.1 kV=7.967 kva=167 !tensao e potência secundário
12
13 New regcontrol.Reg004a transformer=Reg004a
14 ~ winding=2 ! Quantidade de enrolamentos
15 ~ vreg=120! tensão de controle
16 ~ band=3 ! Largura de banda para a barra controlada
17 ~ ptratio=66.3952 ! relação entre tensão de controle a tensão no primário
18 ~ CTprim=300 ! corrente nominal primária
19 ~ reversible = yes ! Permite atuação em caso de fluxo reverso
20 ~ R=2 ! Compensação em Volts para a resistência de Linha
21 ~ X=3 ! Compensação em Volts para a reatância de Linha
22 ~ delay = 10 ! Atraso temporal na atuação
23 ~ revDelay = 10 ! Atraso temporal na atuação reversa
24 /*----- */
25 /* Regulador 4 Fase B ----- */
26 New Transformer.Reg004b
27 ~ phases=1
28 ~ windings=2
29 ~ xhl=0.01
30 ~ %LoadLoss=0.001
31 ~ wdg=1 bus=216036.2 kV=7.967 kva=167
32 ~ wdg=2 bus=216036_reg.2 kV=7.967 kva=167
33
34 New regcontrol.Reg004b transformer=Reg004b
35 ~ winding=2 ! Quantidade de enrolamentos
36 ~ vreg=120!
37 ~ band=3 !
38 ~ ptratio=66.3952
39 ~ CTprim=300
40 ~ reversible = yes ! Permite atuação em caso de fluxo reverso
41 ~ R=2

```

```
42 ~ X=3
43 ~ delay = 10
44 ~ revDelay = 10 ! Atraso temporal na atuação reversa
45 /*----- */
46 /* Regulador 4 Fase C ----- */
47 New Transformer.Reg004c
48 ~ phases=1
49 ~ windings=2
50 ~ xhl=0.01
51 ~ %LoadLoss=0.001
52 ~ wdg=1 bus=216036.3 kV=7.967 kva=167
53 ~ wdg=2 bus=216036_reg.3 kV=7.967 kva=167
54
55 New regcontrol.Reg004c transformer=Reg004c
56 ~ winding=2 ! Quantidade de enrolamentos
57 ~ vreg=120! tensão no secundário
58 ~ band=3 ! largura de Banda de atuação
59 ~ ptratio=66.3952 ! relação de transformação
60 ~ CTprim=300
61 ~ reversible = yes ! Permite atuação em caso de fluxo reverso
62 ~ R=2
63 ~ X=3
64 ~ delay = 10
65 ~ revDelay = 10 ! Atraso temporal na atuação reversa
66 /*----- */
67
68
69
```

APÊNDICE E – Usinas Fotovoltaicas (Principais Geradores Distribuídos no Alimentador)

A seguir é mostrado as linhas de código desenvolvidas para a modelagem das usinas fotovoltaicas existentes no alimentador e também a usina fotovoltaica 4 que foi inserida para testar a capacidade do sistema.

E.1- Arquivo: PVsystem1.dss

```

1
2  /* Representação das curvas que determinam a condição de operação das-----
3  Usinas fotovoltaicas -----*/
4
5  // Curva que relaciona Temperatura x Potência
6  New XYcurve.MyPvsT npts=4
7  ~ xarray= [0 25 75 100] yarray=[1.2 1 0.8 0.6]
8
9  //Curva da temperatura no painel
10 New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1
11 ~ temp=[25 25 25 25 25 25 25 25 35 40 45 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25]
12
13 //Curva de irradiação no painel
14 New loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1
15 ~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1 1 .99 .8 .5 0.3 0 0 0 0 0]
16
17 /* Curva que relaciona Potência de Entrada no inversor
18 // versus eficiência na conversão
19 New XYcurve.MyPinvEff npts= 4 xarray=[0.1 0.2 0.4 1] yarray=[0.86 0.9 0.93 0.97]
20
21
22 /* Representação dos inversores das usinas fotovoltaicas
23 Usinas fotovoltaicas -----*/
24 New PVSystem.Inversor_1.1.1
25 ~ phases=3 ! Trifásico
26 ~ bus1=216UFV1_1BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
27 ~ KVA = 250 ! Potência nominal
28 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
29 ~ irrad=1 ! Irradiância de base
30 ~ pmp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
31 ~ temperature = 25 ! temperatura base
32 ~ pf = 0.99 ! fator de potência constante
33 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
34 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
35
36
37 New PVSystem.Inversor_1.1.2
38 ~ phases=3 ! Trifásico
39 ~ bus1=216UFV1_1BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
40 ~ KVA = 250
41 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
42 ~ irrad=1
43 ~ pmp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
44 ~ temperature = 25 ! temperatura base
45 ~ pf = 0.99 ! fator de potência

```

```

46 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
47 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
48
49 New PVSystem.Inversor_1.1.3
50 ~ phases=3 ! Trifásico
51 ~ bus1=216UFV1_1BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
52 ~ KVA = 250
53 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
54 ~ irradi=1
55 ~ pmpp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
56 ~ temperature = 25 ! temperatura base
57 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
58 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
59 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
60
61 New PVSystem.Inversor_1.1.4
62 ~ phases=3 ! Trifásico
63 ~ bus1=216UFV1_1BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
64 ~ KVA = 250
65 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
66 ~ irradi=1
67 ~ pmpp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
68 ~ temperature = 25 ! temperatura base
69 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
70 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
71 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
72 //-----
73
74 New PVSystem.Inversor_1.2.1
75 ~ phases=3 ! Trifásico
76 ~ bus1=216UFV1_2BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
77 ~ KVA = 250
78 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
79 ~ irradi=1
80 ~ pmpp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
81 ~ temperature = 25 ! temperatura base
82 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
83 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
84 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
85
86 New PVSystem.Inversor_1.2.2
87 ~ phases=3 ! Trifásico
88 ~ bus1=216UFV1_2BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
89 ~ KVA = 250
90 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
91 ~ irradi=1
92 ~ pmpp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
93 ~ temperature = 25 ! temperatura base
94 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
95 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
96 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
97
98 New PVSystem.Inversor_1.2.3
99 ~ phases=3 ! Trifásico
100 ~ bus1=216UFV1_2BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
101 ~ KVA = 250
102 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
103 ~ irradi=1
104 ~ pmpp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
105 ~ temperature = 25 ! temperatura base
106 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
107 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
108 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
109
110 New PVSystem.Inversor_1.2.4

```

```

100 ~ bus1=216UFV1_2BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
101 ~ KVA = 250
102 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
103 ~ irrads=1
104 ~ pmpp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
105 ~ temperature = 25 ! temperatura base
106 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
107 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
108 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
109
110 New PVSystem.Inversor_1.2.4
111 ~ phases=3 ! Trifásico
112 ~ bus1=216UFV1_2BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
113 ~ KVA = 250
114 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
115 ~ irrads=1
116 ~ pmpp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
117 ~ temperature = 25 ! temperatura base
118 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
119 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
120 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
121
122 //-----
123 New PVSystem.Inversor_1.3.1
124 ~ phases=3 ! Trifásico
125 ~ bus1=216UFV1_3BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
126 ~ KVA = 250
127 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
128 ~ irrads= 1 !
129 ~ pmpp=292.6 ! 2 inversores com 19 strings de 28 módulos 550Wp
130 ~ temperature = 25 ! temperatura base
131 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
132 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
133 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
134
135 New PVSystem.Inversor_1.3.2
136 ~ phases=3 ! Trifásico
137 ~ bus1=216UFV1_3BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
138 ~ KVA = 250
139 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
140 ~ irrads= 1 !
141 ~ pmpp=292.6 ! 2 inversores com 19 strings de 28 módulos 550Wp
142 ~ temperature = 25 ! temperatura base
143 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
144 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
145 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
146 //-----
147 New PVSystem.Inversor_1.4.1
148 ~ phases=3 ! Trifásico
149 ~ bus1=216UFV1_4BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
150 ~ KVA = 250
151 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
152 ~ irrads=1
153 ~ pmpp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
154 ~ temperature = 25 ! temperatura base
155 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
156 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
157 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
158
159 New PVSystem.Inversor_1.4.2
160 ~ phases=3 ! Trifásico
161 ~ bus1=216UFV1_4BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
162 ~ KVA = 250
163 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
164 ~ irrads=1

```

```

165 ~ pmp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
166 ~ temperature = 25 ! temperatura base
167 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
168 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
169 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
170
171 New PVSystem.Inversor_1.4.3
172 ~ phases=3 ! Trifásico
173 ~ bus1=216UFV1_4BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
174 ~ KVA = 250
175 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
176 ~ irr=1
177 ~ pmp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
178 ~ temperature = 25 ! temperatura base
179 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
180 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
181 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
182
183 New PVSystem.Inversor_1.4.4
184 ~ phases=3 ! Trifásico
185 ~ bus1=216UFV1_4BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
186 ~ KVA = 250
187 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
188 ~ irr=1
189 ~ pmp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
190 ~ temperature = 25 ! temperatura base
191 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
192 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
193 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
194 //-----
195 New PVSystem.Inversor_1.5.1
196 ~ phases=3 ! Trifásico
197 ~ bus1=216UFV1_5BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
198 ~ KVA = 250
199 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
200 ~ irr=1
201 ~ pmp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
202 ~ temperature = 25 ! temperatura base
203 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
204 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
205 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
206
207 New PVSystem.Inversor_1.5.2
208 ~ phases=3 ! Trifásico
209 ~ bus1=216UFV1_5BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
210 ~ KVA = 250
211 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
212 ~ irr=1
213 ~ pmp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
214 ~ temperature = 25 ! temperatura base
215 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
216 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
217 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
218
219 New PVSystem.Inversor_1.5.3
220 ~ phases=3 ! Trifásico
221 ~ bus1=216UFV1_5BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
222 ~ KVA = 250
223 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
224 ~ irr=1
225 ~ pmp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
226 ~ temperature = 25 ! temperatura base
227 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
228 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
229 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
230

```

```

231 New PVSystem.Inversor_1.5.4
232 ~ phases=3 ! Trifásico
233 ~ bus1=216UFV1_5BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
234 ~ KVA = 250
235 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
236 ~ irradi=1
237 ~ pmp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
238 ~ temperature = 25 ! temperatura base
239 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
240 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
241 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
242
243 //-----
244
245 New PVSystem.Inversor_1.6.1
246 ~ phases=3 ! Trifásico
247 ~ bus1=216UFV1_6BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
248 ~ KVA = 250
249 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
250 ~ irradi= 1 !
251 ~ pmp=292.6 ! 2 inversores com 19 strings de 28 módulos 550Wp
252 ~ temperature = 25 ! temperatura base
253 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
254 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
255 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
256
257 New PVSystem.Inversor_1.6.2
258 ~ phases=3 ! Trifásico
259 ~ bus1=216UFV1_6BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
260 ~ KVA = 250
261 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
262 ~ irradi= 1 !
263 ~ pmp=292.6 ! 2 inversores com 19 strings de 28 módulos 550Wp
264 ~ temperature = 25 ! temperatura base
265 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
266 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
267 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
268
269 //-----
270 New Transformer.Acoplamento1.1 phases=3 xhl=6.5
271 ~ wdg=1 bus=216UFV1_1BT.1.2.3.0 KV= 0.462 KVA =1000 conn=weye !Tensão de linha 800V
272 ~ wdg=2 bus=216UFV1 KV= 13.8 KVA =1000 conn=delta ! Tensão de linha 13800V
273
274 New Transformer.Acoplamento1.2 phases=3 xhl=6.5
275 ~ wdg=1 bus=216UFV1_2BT.1.2.3.0 KV= 0.462 KVA =1000 conn=weye !Tensão de linha 800V
276 ~ wdg=2 bus=216UFV1 KV= 13.8 KVA =1000 conn=delta ! Tensão de linha 13800V
277
278 New Transformer.Acoplamento1.3 phases=3 xhl=6.5
279 ~ wdg=1 bus=216UFV1_3BT.1.2.3.0 KV= 0.462 KVA =500 conn=weye !Tensão de linha 800V
280 ~ wdg=2 bus=216UFV1 KV= 13.8 KVA =500 conn=delta ! Tensão de linha 13800V
281
282 New Transformer.Acoplamento1.4 phases=3 xhl=6.5
283 ~ wdg=1 bus=216UFV1_4BT.1.2.3.0 KV= 0.462 KVA =1000 conn=weye !Tensão de linha 800V
284 ~ wdg=2 bus=216UFV1 KV= 13.8 KVA =1000 conn=delta ! Tensão de linha 13800V
285
286 New Transformer.Acoplamento1.5 phases=3 xhl=6.5
287 ~ wdg=1 bus=216UFV1_5BT.1.2.3.0 KV= 0.462 KVA =1000 conn=weye !Tensão de linha 800V
288 ~ wdg=2 bus=216UFV1 KV= 13.8 KVA =1000 conn=delta ! Tensão de linha 13800V
289
290 New Transformer.Acoplamento1.6 phases=3 xhl=6.5
291 ~ wdg=1 bus=216UFV1_6BT.1.2.3.0 KV= 0.462 KVA =500 conn=weye !Tensão de linha 800V
292 ~ wdg=2 bus=216UFV1 KV= 13.8 KVA =500 conn=delta ! Tensão de linha 13800V

```

E.2- Arquivo: PVsystem2.dss

```

1
2  ☐ /* Representação das curvas que determinam a condição de operação das-----
3  ☐ Usinas fotovoltaicas -----*/
4
5  // Curva que relaciona Temperatura x Potência
6  New XYcurve.MyPvsT npts=4
7  ~ xarray= [0 25 75 100] yarray=[1.2 1 0.8 0.6]
8
9  //Curva da temperatura no painel
10 New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1
11 ~ temp=[25 25 25 25 25 25 25 25 35 40 45 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25]
12
13 //Curva de irradiação no painel
14 New loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1
15 ~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1 1 .99 .9 .7 0.3 0 0 0 0 0]
16
17 ☐ // Curva que relaciona Potência de Entrada no inversor
18 ☐ // versus eficiência na conversão
19 New XYcurve.MyPinvEff npts= 4 xarray=[0.1 0.2 0.4 1] yarray=[0.86 0.9 0.93 0.97]
20 //-----
21 New PVSystem.Inversor_2.1
22 ~ phases=3 ! Trifásico
23 ~ bus1=216UFV2_1BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
24 ~ KVA = 75
25 ~ KV=0.380 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
26 ~ irradi=1
27 ~ pmp= 113.85 ! 1 inversor (9 strings de 23 módulos 545Wp)
28 ~ temperature = 25 ! temperatura base
29
30 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
31 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
32 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
33
34 New PVSystem.Inversor_2.2
35 ~ phases=3 ! Trifásico
36 ~ bus1=216UFV2_1BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
37 ~ KVA = 75
38 ~ KV=0.380 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
39 ~ irradi=1
40 ~ pmp= 113.85 ! 1 inversor (9 strings de 23 módulos 545Wp)
41 ~ temperature = 25 ! temperatura base
42 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
43 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
44 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
45
46 New PVSystem.Inversor_2.3
47 ~ phases=3 ! Trifásico
48 ~ bus1=216UFV2_1BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
49 ~ KVA = 75
50 ~ KV=0.380 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
51 ~ irradi=1
52 ~ pmp= 113.85 ! 1 inversor (9 strings de 23 módulos 545Wp)
53 ~ temperature = 25 ! temperatura base
54 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
55 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
56 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
57
58 New PVSystem.Inversor_2.4
59 ~ phases=3 ! Trifásico
60 ~ bus1=216UFV2_1BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
61 ~ KVA = 75
62 ~ KV=0.380 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
63 ~ irradi=1
64 ~ pmp= 113.85 ! 1 inversor (9 strings de 23 módulos 545Wp)
65 ~ temperature = 25 ! temperatura base

```

```

66 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
67 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
68 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
69 //-----
70
71 New Transformer.Acoplamento2.1 phases=3 xhl=6.5
72 ~ wdg=1 bus=216UFV2_1BT.1.2.3.0 KV= 0.220 KVA =300 conn=wye !Tensão de linha 800
73 ~ wdg=2 bus=216UFV2 KV= 13.8 KVA =300 conn=delta ! Tensão de linha 13800V

```

E.3- Arquivo: PVsystem3.dss

```

1
2 /* Representação das curvas que determinam a condição de operação das-----
3 Usinas fotovoltaicas -----*/
4
5 // Curva que relaciona Temperatura x Potência
6 New XYcurve.MyPvsT npts=4
7 ~ xarray= [0 25 75 100] yarray=[1.2 1 0.8 0.6]
8
9 //Curva da temperatura no painel
10 New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1
11 ~ temp=[25 25 25 25 25 25 25 25 35 40 45 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25]
12
13
14 //Curva de irradiação no painel
15 New loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1
16 ~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1 1 .99 .9 .7 0.3 0 0 0 0 0 0]
17
18 /* Curva que relaciona Potência de Entrada no inversor
19 versus eficiência na conversão
20 New XYcurve.MyPinvEff npts= 4 xarray=[0.1 0.2 0.4 1] yarray=[0.86 0.9 0.93 0.97]
21 //-----
22
23 New PVSystem.Inversor_3.1.1
24 ~ phases=3 ! Trifásico
25 ~ bus1=216UFV3_1BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
26 ~ KVA = 250
27 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
28 ~ irrads=1
29 ~ pmp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
30 ~ temperature = 25 ! temperatura base
31 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
32 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
33 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
34
35 New PVSystem.Inversor_3.1.2
36 ~ phases=3 ! Trifásico
37 ~ bus1=216UFV3_1BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
38 ~ KVA = 250
39 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
40 ~ irrads=1
41 ~ pmp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
42 ~ temperature = 25 ! temperatura base
43 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
44 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
45 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
46
47 New PVSystem.Inversor_3.1.3
48 ~ phases=3 ! Trifásico
49 ~ bus1=216UFV3_1BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
50 ~ KVA = 250
51 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
52 ~ irrads=1
53 ~ pmp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
54 ~ temperature = 25 ! temperatura base

```

```

54 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
55 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
56 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
57
58 New PVSystem.Inversor_3.1.4
59 ~ phases=3 ! Trifásico
60 ~ bus1=216UFV3_1BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
61 ~ KVA = 250
62 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
63 ~ irrad=1
64 ~ pmp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
65 ~ temperature = 25 ! temperatura base
66 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
67 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
68 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
69
70 New Transformer.Acoplamento3.1 phases=3 xhl=6.5
71 ~ wdg=1 bus=216UFV3_1BT.1.2.3.0 KV= 0.462 KVA =1000 conn=wye !Tensão de linha 800
72 ~ wdg=2 bus=216UFV3 KV= 13.8 KVA =1000 conn=delta ! Tensão de linha 13800V

```

E.4- Arquivo: PVsystem4.dss

```

1
2 ☐/* Representação das curvas que determinam a condição de operação das-----
3 ☐Usinas fotovoltaicas -----*/
4
5 // Curva que relaciona Temperatura x Potência
6 New XYcurve.MyPvsT npts=4
7 ~ xarray= [0 25 75 100] yarray=[1.2 1 0.8 0.6]
8
9 //Curva da temperatura no painel
10 New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1
11 ~ temp=[25 25 25 25 25 25 25 25 35 40 45 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25]
12
13
14 //Curva de irradiação no painel
15 New loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1
16 ~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1 1 .99 .9 .7 0.3 0 0 0 0 0 0]
17
18 ☐// Curva que relaciona Potência de Entrada no inversor
19 ☐// versus eficiência na conversão
20 New XYcurve.MyPinvEff npts= 4 xarray=[0.1 0.2 0.4 1] yarray=[0.86 0.9 0.93 0.97]
21 //-----
22 New PVSystem.Inversor_3.1.1
23 ~ phases=3 ! Trifásico
24 ~ bus1=216UFV3_1BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
25 ~ KVA = 250
26 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
27 ~ irrad=1
28 ~ pmp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
29 ~ temperature = 25 ! temperatura base
30 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
31 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
32 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
33
34 New PVSystem.Inversor_3.1.2
35 ~ phases=3 ! Trifásico
36 ~ bus1=216UFV3_1BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
37 ~ KVA = 250
38 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
39 ~ irrad=1
40 ~ pmp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
41 ~ temperature = 25 ! temperatura base

```

```

42 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
43 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
44 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvst Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
45
46 New PVSsystem.Inversor_4.1.3
47 ~ phases=3 ! Trifásico
48 ~ bus1=216UFV4_1BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
49 ~ KVA = 250
50 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
51 ~ irradi=1
52 ~ pmp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
53 ~ temperature = 25 ! temperatura base
54 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
55 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
56 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvst Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
57
58
59 New PVSsystem.Inversor_4.1.4
60 ~ phases=3 ! Trifásico
61 ~ bus1=216UFV4_1BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
62 ~ KVA = 250
63 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
64 ~ irradi=1
65 ~ pmp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
66 ~ temperature = 25 ! temperatura base
67 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
68 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
69 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvst Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
70 //-----
71
72 New PVSsystem.Inversor_4.2.1
73 ~ phases=3 ! Trifásico
74 ~ bus1=216UFV4_2BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
75 ~ KVA = 250
76 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
77 ~ irradi=1
78 ~ pmp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
79 ~ temperature = 25 ! temperatura base
80 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
81 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
82 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvst Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
83
84 New PVSsystem.Inversor_4.2.2
85 ~ phases=3 ! Trifásico
86 ~ bus1=216UFV4_2BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
87 ~ KVA = 250
88 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
89 ~ irradi=1
90 ~ pmp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
91 ~ temperature = 25 ! temperatura base
92 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
93 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
94 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvst Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
95
96 New PVSsystem.Inversor_4.2.3
97 ~ phases=3 ! Trifásico
98 ~ bus1=216UFV4_2BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
99 ~ KVA = 250
100 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
101 ~ irradi=1
102 ~ pmp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
103 ~ temperature = 25 ! temperatura base
104 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
105 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
106 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvst Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
107

```

```

108 New PVSystem.Inversor_4.2.4
109 ~ phases=3 ! Trifásico
110 ~ bus1=216UFV4_2BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
111 ~ KVA = 250
112 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
113 ~ irrada=1
114 ~ pmpp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
115 ~ temperature = 25 ! temperatura base
116 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
117 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
118 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
119 //-----
120
121 New PVSystem.Inversor_4.3.1
122 ~ phases=3 ! Trifásico
123 ~ bus1=216UFV4_3BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
124 ~ KVA = 250
125 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
126 ~ irrada= 1 !
127 ~ pmpp=292.6 ! 2 inversores com 19 strings de 28 módulos 550Wp
128 ~ temperature = 25 ! temperatura base
129 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
130 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
131 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
132
133 New PVSystem.Inversor_4.3.2
134 ~ phases=3 ! Trifásico
135 ~ bus1=216UFV4_3BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
136 ~ KVA = 250
137 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
138 ~ irrada= 1 !
139 ~ pmpp=292.6 ! 2 inversores com 19 strings de 28 módulos 550Wp
140 ~ temperature = 25 ! temperatura base
141 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
142 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
143 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
144 //-----
145 //-----
146 New PVSystem.Inversor_4.4.1
147 ~ phases=3 ! Trifásico
148 ~ bus1=216UFV4_4BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
149 ~ KVA = 250
150 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
151 ~ irrada=1
152 ~ pmpp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
153 ~ temperature = 25 ! temperatura base
154 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
155 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
156 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
157
158 New PVSystem.Inversor_4.4.2
159 ~ phases=3 ! Trifásico
160 ~ bus1=216UFV4_4BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
161 ~ KVA = 250
162 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
163 ~ irrada=1
164 ~ pmpp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
165 ~ temperature = 25 ! temperatura base
166 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
167 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
168 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
169
170 New PVSystem.Inversor_4.4.3
171 ~ phases=3 ! Trifásico
172 ~ bus1=216UFV4_4BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
173 ~ KVA = 250

```

```

174 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
175 ~ irradi=1
176 ~ pmpp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
177 ~ temperature = 25 ! temperatura base
178 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
179 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
180 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
181
182 New PVSystem.Inversor_4.4.4
183 ~ phases=3 ! Trifásico
184 ~ bus1=216UFV4_4BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
185 ~ KVA = 250
186 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
187 ~ irradi=1
188 ~ pmpp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
189 ~ temperature = 25 ! temperatura base
190 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
191 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
192 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
193 //-----
194 New PVSystem.Inversor_4.5.1
195 ~ phases=3 ! Trifásico
196 ~ bus1=216UFV4_5BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
197 ~ KVA = 250
198 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
199 ~ irradi=1
200 ~ pmpp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
201 ~ temperature = 25 ! temperatura base
202 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
203 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
204 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
205
206 New PVSystem.Inversor_4.5.2
207 ~ phases=3 ! Trifásico
208 ~ bus1=216UFV4_5BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
209 ~ KVA = 250
210 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
211 ~ irradi=1
212 ~ pmpp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
213 ~ temperature = 25 ! temperatura base
214 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
215 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
216 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
217
218 New PVSystem.Inversor_4.5.3
219 ~ phases=3 ! Trifásico
220 ~ bus1=216UFV4_5BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
221 ~ KVA = 250
222 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
223 ~ irradi=1
224 ~ pmpp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
225 ~ temperature = 25 ! temperatura base
226 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
227 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
228 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
229
230 New PVSystem.Inversor_4.5.4
231 ~ phases=3 ! Trifásico
232 ~ bus1=216UFV4_5BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
233 ~ KVA = 250
234 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
235 ~ irradi=1
236 ~ pmpp= 308 ! 1 inversor (20 strings de 28 módulos 550Wp)
237 ~ temperature = 25 ! temperatura base
238 ~ pf = 0.99 ! fator de potência

```

```

238 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
239 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
240 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
241
242 //-----
243
244 New PVSystem.Inversor_4.6.1
245 ~ phases=3 ! Trifásico
246 ~ bus1=216UFV4_6BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
247 ~ KVA = 250
248 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
249 ~ irradi= 1 !
250 ~ pmpp=292.6 ! 2 inversores com 19 strings de 28 módulos 550Wp
251 ~ temperature = 25 ! temperatura base
252 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
253 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
254 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
255
256 New PVSystem.Inversor_4.6.2
257 ~ phases=3 ! Trifásico
258 ~ bus1=216UFV4_6BT.1.2.3.0 !Conectada ao secundário o trafo de acoplamento
259 ~ KVA = 250
260 ~ KV=0.800 ! Tensão de saída do inversor e secundário do transformador
261 ~ irradi= 1 !
262 ~ pmpp=292.6 ! 2 inversores com 19 strings de 28 módulos 550Wp
263 ~ temperature = 25 ! temperatura base
264 ~ pf = 0.99 ! fator de potência
265 ~ %cutin= 0.1 %cutout=0.1 ! opera se a potência de entrada for maior que 0.1
266 ~ effcurve=MyPinvEff P-tCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp !CURVAS
267
268 //-----
269
270 New Transformer.Acoplamento4.1 phases=3 xhl=6.5 !(30% on) (60% on)
271 ~ wdg=1 bus=216UFV4_1BT.1.2.3.0 KV= 0.462 KVA =1000 conn=wye !V de linha 800V
272 ~ wdg=2 bus=216UFV4 KV= 13.8 KVA =1000 conn=delta ! Tensão de linha 13800V
273
274 New Transformer.Acoplamento4.2 phases=3 xhl=6.5 !(30% off) (60% off)
275 ~ wdg=1 bus=216UFV4_2BT.1.2.3.0 KV= 0.462 KVA =1000 conn=wye !V de linha 800V
276 ~ wdg=2 bus=216UFV4 KV= 13.8 KVA =1000 conn=delta ! Tensão de linha 13800V
277
278 New Transformer.Acoplamento4.3 phases=3 xhl=6.5 !(30% on) (60% on)
279 ~ wdg=1 bus=216UFV4_3BT.1.2.3.0 KV= 0.462 KVA =500 conn=wye !V de linha 800V
280 ~ wdg=2 bus=216UFV4 KV= 13.8 KVA =500 conn=delta ! Tensão de linha 13800V
281
282 New Transformer.Acoplamento4.4 phases=3 xhl=6.5 !(30% off) (60% on)
283 ~ wdg=1 bus=216UFV4_4BT.1.2.3.0 KV= 0.462 KVA =1000 conn=wye !V de linha 800V
284 ~ wdg=2 bus=216UFV4 KV= 13.8 KVA =1000 conn=delta ! Tensão de linha 13800V
285
286 New Transformer.Acoplamento4.5 phases=3 xhl=6.5 !(30% off) (60% off)
287 ~ wdg=1 bus=216UFV4_5BT.1.2.3.0 KV= 0.462 KVA =1000 conn=wye !V de linha 800V
288 ~ wdg=2 bus=216UFV4 KV= 13.8 KVA =1000 conn=delta ! Tensão de linha 13800V
289
290 New Transformer.Acoplamento4.6 phases=3 xhl=6.5 !(30% off) (60% on)
291 ~ wdg=1 bus=216UFV4_6BT.1.2.3.0 KV= 0.462 KVA =500 conn=wye !V de linha 800V
292 ~ wdg=2 bus=216UFV4 KV= 13.8 KVA =500 conn=delta ! Tensão de linha 13800V
293

```

ANEXO A – Inviabilidade de Projeto fotovoltaico Devido a Presença de Fluxo Reverso no Posto de Transformação da Subestação

Neste anexo é apresentado parte de um parecer de acesso elaborado pela CEMIG, aprovado, porém, inviabilizado devido a ocorrência de fluxo reverso no alimentador. Na Figura 48 é mostrado parte de uma carta de orçamento de obras enviado ao cliente. Nesta carta é informado que o alimentador não tem capacidade de acomodação para a conexão da usina fotovoltaica no horário de geração fotovoltaica. No texto é destacado a restrição que a concessionária de energia impôs ao acessante de não produzir energia durante entre 5:00 e 19H, que inviabilizou o projeto do requerente. As informações pessoais do cliente foram preservadas.

Figura 48 - Parecer de acesso elaborado pela CEMIG com as condições gerais para conexão da geração distribuída do cliente em um alimentador com presença de fluxo reverso.



CRUZEIRO
37925-000 PIUMHI, MG

Nossa Referência: 3829333595 / NS **1187260963** Data: **01.09.2023**
Sua Referência: Contrato de Condições Comerciais e Técnicas para Execução de Obras no
Assunto: Sistema Elétrico de Distribuição

Elaboramos o orçamento e apresentamos as condições técnicas e comerciais para execução das obras. Caso seja de seu interesse contratar a realização das obras com esta Distribuidora, o presente orçamento terá efeito de contrato, desde que esteja devidamente assinado e seja devolvido à **Cemig Distribuição S/A**. A devolução poderá ser feita através da Agência virtual Cemig, no endereço eletrônico www.cemig.com.br - opção Cemig Atende Web – Envio de documentos pendentes.

1 OBRA A SER REALIZADA

- 1.1 **A Cemig D identificou inversão de fluxo de potência no posto de transformação da distribuidora ou no disjuntor do alimentador necessário para o atendimento de conexão nova ou de aumento de potência injetada de sua microgeração.** Dentre as opções apresentadas no § 1º do art. 73 da REN nº 1.000/2021, a única viável e de menor custo global é a injeção em horário pré-estabelecido. **Portanto, a injeção de potência de sua microgeração no sistema elétrico deverá ser restrita ao horário das 19:00h às 05:00h (durante todos os dias).** Caso a Cemig D verifique injeção de potência em horário distinto do especificado, a distribuidora poderá suspender imediatamente o fornecimento de energia elétrica em sua unidade consumidora, conforme o art. 353 da REN nº 1.000/2021. Caso deseje continuar com o processo de conexão, deverá ser enviado para aprovação da Cemig D um novo diagrama unifilar básico (DUB) que apresente solução técnica adequada garantindo a injeção de potência apenas no horário especificado das 19:00h às 05:00h. Somente após aprovação desse novo DUB pela distribuidora será dado prosseguimento ao processo de conexão da microgeração. O novo DUB poderá ser enviado juntamente com o Parecer de Acesso assinado por meio do seguinte canal: Cemig Atende Web > Mini/Micro Geração Distribuída > Envio de Documentos GD Alternativas de conexão avaliadas considerando a viabilidade técnica e o critério de mínimo custo global: Alternativa I - reconfiguração dos circuitos e remanejamento da carga: Tecnicamente inviável, fluxo inverso no posto de transformação da subestação. Custo global: N/A Alternativa II - definição de outro circuito elétrico para conexão da geração distribuída: Tecnicamente inviável, fluxo inverso no posto de transformação da subestação. Custo global: N/A Alternativa III - conexão em nível de tensão superior: Tecnicamente inviável, fluxo inverso no sistema de distribuição de média tensão (13,8kV) da subestação. Custo global: N/A Alternativa IV - redução da potência injetável de forma permanente: Tecnicamente inviável, fluxo inverso no posto de transformação da subestação. Custo global: N/A Alternativa V - redução da potência injetável em dias e horários pré-estabelecidos ou de forma dinâmica: Tecnicamente viável, injeção de potência restrita ao horário das 19:00h às 05:00h (durante todos os dias). Alternativa apresentada no orçamento de conexão: Modificação urbana envolvendo a substituição do transformador 419407-3-45 KVA por um transformador 3-150KVA e substituição de aproximadamente 75 metros de rede de baixa tensão 70mm² por 3x1x120+70 para atender a geração de 75 kw do cliente ----- e implementos

Fonte: CEMIG, 2023.

ANEXO B – Inviabilidade de Projeto Fotovoltaico Devido a Obra Necessária no Alimentador FMAD216

Neste anexo é apresentado parte de uma carta de orçamento elaborado pela CEMIG. Neste caso o projeto foi aprovado, porém inviabilizado devido a obra que seria necessária no alimentador. O projeto foi estimado R\$1.500.000,00 e a obra no alimentador em R\$8.496.398,17. Na Figura 49 é destacado o custo de obra repassado ao cliente para conexão de uma usina fotovoltaica de 0,3MVA no alimentador FMAD216 objeto de estudo deste trabalho. As informações pessoais do cliente foram preservadas.

Figura 49 - Parecer de acesso elaborado pela CEMIG com as condições gerais para conexão da geração distribuída do cliente em um alimentador com presença de fluxo reverso.

<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="font-size: 8px; margin-left: 5px;"> CEMIG Distribuição S.A. </div> </div> <hr style="border: 0.5px dashed black; margin: 10px 0;"/> <p>RUA ----- CEP: 35585-000 - PIMENTA</p> <p>Nossa referência: NS 1175861224 - Fonte: Solar</p> <p>Contrato de Condições Comerciais e Técnicas para Execução de Obras no Sistema Elétrico de Distribuição</p> <p>Elaboramos o orçamento e apresentamos as condições técnicas e comerciais para execução das obras. Caso seja de seu interesse contratar a realização das obras com esta Empresa, o presente orçamento terá efeito de Contrato de Obras, desde que esteja devidamente assinado e seja devolvido à CEMIG D, dentro do prazo de validade.</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 10px; margin: 10px 0;"> <p>Atendimento à potência de: 300 kW.</p> <p>Tensão de Fornecimento: 13,8 kV, conforme Art. 23 da Resolução 1000/2021.</p> <p>Trata-se de solicitação de acesso com as seguintes características:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Unidade Consumidora existente sem aumento de demanda contratada, conforme informações do Formulário de Solicitação de Acesso; - DEMANDAERD para cálculo do ERD é igual à zero, conforme Ofício 10-2017 SRD/ANEEL. </div> <p>1 OBRAS A SEREM REALIZADAS</p> <p>1.1 OBRAS DE MÉDIA TENSÃO – MT</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 10px; margin: 10px 0;"> <p>Modificação rural envolvendo a instalação de um religador, seis chaves facas, uma chave fusível com elo 15K, um sincronizador no banco de regulador de tensão nº 162900, extensão de aproximadamente 23,53 km de rede de média tensão protegida 240mm² e o recondutoramento de aproximadamente 11,45 km de rede de média tensão para protegida 240mm² para atender a geração de 300 kW do(a) cliente -----, localizado(a) na fazenda -----, zona rural do município de Formiga. Coordenada: -----.</p> <p>Demais informações detalhadas na Descrição de Obras de Média Tensão, em anexo.</p> </div>
--

1.2 OBRAS DE ALTA TENSÃO – AT

Não há obras de alta tensão.

..... NS: 1175861224

11/11/2022

Página 2 de 9



Distribuição S.A.

1.3 ORÇAMENTO

DISCRIMINAÇÃO DO ORÇAMENTO - MÉDIA TENSÃO	VALORES	
- Material:	R\$	6.126.633,13
- Mão-de-obra:	R\$	2.369.765,04
Valor da Obra de MT:	R\$	8.496.398,17
- Encargo de Responsabilidade da Distribuidora (ERD):	R\$	-
- Outras Participações Cemig D:	R\$	61.417,85
Participação Financeira da Cemig D - MT:	R\$	61.417,85
- Participação Financeira do Consumidor na Obra:	R\$	8.434.980,32
- Participação de Interesse Exclusivo do Consumidor:	R\$	-
Participação Financeira do Consumidor - MT:	R\$	8.434.980,32
DISCRIMINAÇÃO DO ORÇAMENTO – ALTA TENSÃO	VALORES	
- Material:	R\$	-
- Mão-de-obra:	R\$	-
Valor da Obra de AT:	R\$	-
- Encargo de Responsabilidade da Distribuidora (ERD):	R\$	-
- Outras Participações Cemig D:	R\$	-
Participação Financeira da Cemig D - AT:	R\$	-
- Participação Financeira do Consumidor na Obra:	R\$	-
- Participação de Interesse Exclusivo do Consumidor:	R\$	-
Participação Financeira do Consumidor - AT:	R\$	-

Desta forma, define-se a participação financeira das partes:

ORÇAMENTO GLOBAL	VALORES	
- Material Global:	R\$	6.126.633,13
- Mão-de-obra Global:	R\$	2.369.765,04
Valor Total da Obra:	R\$	8.496.398,17
- Encargo de Responsabilidade da Distribuidora (ERD):	R\$	-
- Outras Participações Cemig D:	R\$	61.417,85
Participação Financeira da Cemig D:	R\$	61.417,85
- Participação Financeira do Consumidor na Obra:	R\$	8.434.980,32
- Participação de Interesse Exclusivo do Consumidor:	R\$	-
Participação Financeira do Consumidor:	R\$	8.434.980,32

O Consumidor deverá pagar: oito milhões, quatrocentos e trinta e quatro mil, novecentos e oitenta reais e trinta e dois centavos; a título de Participação Financeira do Consumidor.

R\$ 8.434.980,32

Fonte: CEMIG, 2023.

ANEXO C – Artigos 72 e 73 da Resolução Normativa ANEEL Nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021

Neste anexo é apresentado na Figura 50 parte da resolução número 1000 da ANEEL que dispõe sobre os deveres das concessionárias de energia elétrica ao emitir os pareceres de acesso aos solicitantes de MMDG.

Figura 50 - Artigo 72 e 73 da resolução número 1000 da ANEEL.

II - indeferir a solicitação e comunicar ao consumidor e demais usuários as não conformidades, observado o art. 416 e o direito ao registro de reclamação. ([Redação dada pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023](#))

Art. 72. Para realização dos estudos, elaboração do projeto e orçamento, a distribuidora deve observar:

I - a manutenção do serviço adequado aos consumidores e demais usuários;

II - as condições estabelecidas nos contratos assinados e nos orçamentos emitidos e ainda dentro do prazo de validade;

III - a priorização da análise das conexões na modalidade permanente;

IV - a priorização de acordo com a ordem cronológica de protocolo junto à distribuidora;

V - a avaliação das indicações do ponto de conexão de interesse, da tensão de conexão, do número de fases e características de qualidade desejadas;

VI - o prazo para entrada em operação da central geradora, contemplando, caso aplicável, a etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA;

VII - o critério de mínimo custo global; e

VIII - os critérios de alocação de custos dispostos nesta Resolução.

Art. 73. A distribuidora deve, se necessário, realizar estudos para:

I - avaliação do grau de perturbação das instalações do consumidor e demais usuários em seu sistema de distribuição;

II - avaliação dos impactos sistêmicos da conexão;

III - adequação do sistema de proteção e integração das instalações do consumidor e demais usuários; e

IV - coordenação da proteção em sua rede de distribuição e para revisão dos ajustes associados, incluindo o ajuste dos parâmetros dos sistemas de controle de tensão, de frequência e dos sinais estabilizadores.

§ 1º Caso a conexão nova ou o aumento de potência injetada de microgeração ou minigeração distribuída implique inversão do fluxo de potência no posto de transformação da distribuidora ou no disjuntor do alimentador, a distribuidora deve realizar estudos para identificar as opções viáveis que eliminem tal inversão, a exemplo de: ([Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023](#))

I - reconfiguração dos circuitos e remanejamento da carga; ([Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023](#))

II - definição de outro circuito elétrico para conexão da geração distribuída; ([Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023](#))

III - conexão em nível de tensão superior ao disposto no inciso I do **caput** do art. 23; ([Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023](#))

IV - redução da potência injetável de forma permanente; ([Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023](#))

V - redução da potência injetável em dias e horários pré-estabelecidos ou de forma dinâmica; ([Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023](#))

§ 2º O estudo da distribuidora de que trata o § 1º deve compor o orçamento de conexão e conter, no mínimo: ([Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023](#))

I - análise e demonstração da inversão do fluxo com a conexão da microgeração ou minigeração distribuída, incluindo a máxima capacidade de conexão e escoamento sem inversão de fluxo; ([Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023](#))

II - análise das alternativas dispostas no § 1º e outras avaliadas pela distribuidora, identificando as consideradas viáveis e a de mínimo custo global; e ([Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023](#))

III - responsabilidades da distribuidora e do consumidor em cada alternativa. ([Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023](#))

§ 3º A seleção das alternativas dos incisos I a III do § 1º deve ser realizada, caso necessário, em conjunto com as alternativas IV ou V. ([Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023](#))

§ 4º Para execução das obras de responsabilidade da distribuidora, incluindo as dispostas nos incisos I a III do § 1º, devem ser observadas as regras de custos de conexão estabelecidas nos arts. 98 e seguintes desta Resolução. ([Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023](#))

§ 5º Os custos para implementação das alternativas IV ou V do § 1º são de responsabilidade do consumidor. ([Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023](#))