



Universidade Federal
de Campina Grande

Centro de Engenharia Elétrica e Informática

Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

KAREN DE MACÊDO ARAGÃO MEDEIROS

ANÁLISE DOS EFEITOS DA VARIAÇÃO DO TAP E DA
POTÊNCIA DO TRANSFORMADOR NOS VALORES DE
TENSÃO NO PAC APÓS A INSERÇÃO DA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Campina Grande, Paraíba.
Maio de 2021

ANÁLISE DOS EFEITOS DA VARIAÇÃO DO TAP E DA POTÊNCIA DO TRANSFORMADOR NOS VALORES DE TENSÃO NO
PAC APÓS A INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

*Trabalho de Conclusão de Curso de Bacharelado submetida
à Coordenadoria de Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande como parte dos
requisitos necessários para obtenção do grau de Bacharel
em Ciências no Domínio de Engenharia Elétrica.*

KAREN DE MACÊDO ARAGÃO MEDEIROS

ORIENTANDA

JALBERTH FERNANDES DE ARAUJO, D. SC.

ORIENTADOR

PROFESSOR AVALIADOR

Campina Grande, Paraíba.
Maio de 2021

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer e dedicar essa dissertação às seguintes pessoas:

Meus pais Hércules e Betânia, por toda renúncia, esforço, amor e apoio durante toda minha vida acadêmica e pessoal, e a minha irmã Daisy, por toda parceria, cuidado e amizade.

Minha tia Fátima e minha avó Josefa, por terem me acolhido em Campina Grande – PB com carinho e zelo, durante a minha graduação.

Meu esposo Éder César, por lutar minhas batalhas, juntamente comigo, diariamente, sendo leal, amigo, parceiro e companheiro, me transmitindo força e amor.

Meus sogros, Lourdinha e João, por toda força, apoio e oração na minha jornada acadêmica.

Minhas amigas de graduação, em especial, Maura, Iara e Nathalia, por toda amizade, ajuda e companheirismo diante dos obstáculos da aprendizagem e da vida.

Meus professores de graduação, em especial, Jalberth Fernandes de Araújo, pela disponibilidade e paciência durante o ensino, e por ser exemplo como educador, instrutor e formador.

Meus parceiros de pesquisa, Izadora e Henrique, por todo o apoio e parceria durante a elaboração dos resultados e escrita deste trabalho.

RESUMO

Neste trabalho são apresentados os efeitos da variação do tap e da potência do transformador nos valores de tensão no PAC após a inserção da geração distribuída fotovoltaica em uma rede de distribuição de energia elétrica. Para atingir esse objetivo, uma rede de distribuição de energia elétrica foi simulada no software OpenDSS, antes e após a inserção da geração distribuída fotovoltaica, modificando-se o tap do transformador abaixador. Dessa forma, foram gerados gráficos dos valores de pico de tensão no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) em função do tempo, para cada mês do ano. A partir dos resultados obtidos, verificou-se a influência da modificação das posições do tap do transformador na elevação de tensão no PAC, bem como verificou-se que, em decorrência dessa elevação, os limites de tensões impostos pela ANEEL foram ultrapassados, colocando em risco os equipamentos eletroeletrônicos conectados à rede.

Palavras-chave: PAC, Geração Distribuída Fotovoltaica, OpenDSS, ANEEL, Ponto de Acoplamento Comum, Tap, Transformador.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Gerações distribuídas em centros urbanos.....	4
Figura 2: Equipamentos utilizados da GDF.	5
Figura 3: Unidade geradora.	6
Figura 4: Fluxo de potência unidirecional.....	7
Figura 5: Fluxo de potência bidirecional.....	8
Figura 6: Tensão no PAC.	8
Figura 7: Influência no crescimento carga na queda de tensão na rede de distribuição.....	10
Figura 8: Perdas na linha de distribuição.....	11
Figura 9: Elevação de tensão no secundário do transformador.....	12
Figura 10: Elevação de tensão nas cargas.	12
Figura 11: Posições do tap do transformador.	14
Figura 12: Comutador do tipo barra.	14
Figura 13: Comutador do tipo linear.	15
Figura 14: Estrutura OpenDSS.	16
Figura 15: Impedância mútua entre duas fases.....	17
Figura 16: Matriz de impedância entre as duas fases.	17
Figura 17: Sistema de equações do elemento.....	18
Figura 18: Equação principal do método.....	18
Figura 19: Dados de placa transformador abaixador.....	20
Figura 20: Diagrama unifilar da rede de distribuição estudada.....	21
Figura 21: Ligação condutores multiplexados.....	22
Figura 22: Ligação condutores 4AWG.....	23
Figura 23: Localização das unidades habitacionais.....	25
Figura 24: Placas fotovoltaicas instaladas.....	26
Figura 25: Equipamentos da unidade geradora.	27
Figura 26: Rede de distribuição de energia elétrica.	28
Figura 27: Curva de carga residencial dia útil.....	29
Figura 28: Curva de carga residencial sábado.....	30
Figura 29: Curva de carga residencial domingo.....	30
Figura 30: Janeiro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 1.....	35
Figura 31: Janeiro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap2.	36
Figura 32: Janeiro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap3.	37
Figura 33: Janeiro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 1.....	38
Figura 34: Janeiro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 2.....	39
Figura 35: Janeiro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 3.....	40
Figura 36: Fevereiro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 1.....	41
Figura 37: Fevereiro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 2.....	42
Figura 38: Fevereiro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 3.....	42
Figura 39: Fevereiro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 1.....	43
Figura 40: Fevereiro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 2.....	44
Figura 41: Fevereiro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 3.....	44
Figura 42: Março - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 1.....	45
Figura 43: Março - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 2.....	46
Figura 44: Março - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 3.....	46
Figura 45: Março - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 1.....	47

Figura 46: Março - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 2.....	47
Figura 47: Março - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 3.....	48
Figura 48: Abril - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 1.....	48
Figura 49: Abril - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 2.....	49
Figura 50: Abril - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 3.....	49
Figura 51: Abril - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 1.....	50
Figura 52: Abril - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 2.....	51
Figura 53: Abril - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 3.....	51
Figura 54: Maio - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 1.....	52
Figura 55: Maio - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 2.....	52
Figura 56: Maio - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 3.....	53
Figura 57: Maio - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 1.....	53
Figura 58: Maio - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 2.....	54
Figura 59: Maio - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 3.....	54
Figura 60: Junho - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 1.....	55
Figura 61: Junho - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 2.....	56
Figura 62: Junho - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 3.....	56
Figura 63: Junho - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 1.....	57
Figura 64: Junho - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 2.....	57
Figura 65: Junho - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 3.....	58
Figura 66: Julho - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 1.....	58
Figura 67: Julho - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 2.....	59
Figura 68: Julho - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 3.....	59
Figura 69: Julho - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 1.....	60
Figura 70: Julho - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 2.....	60
Figura 71: Julho - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 3.....	61
Figura 72: Agosto - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 1.....	61
Figura 73: Agosto - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 2.....	62
Figura 74: Agosto - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 3.....	62
Figura 75: Agosto - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 1.....	63
Figura 76: Agosto - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 2.....	63
Figura 77: Agosto - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 3.....	64
Figura 78: Setembro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 1.....	65
Figura 79: Setembro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 2.....	65
Figura 80: Setembro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 3.....	66
Figura 81: Setembro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 1.....	66
Figura 82: Setembro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 2.....	67
Figura 83: Setembro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 3.....	67
Figura 84: Outubro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 1.....	68
Figura 85: Outubro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 2.....	69
Figura 86: Outubro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 3.....	69
Figura 87: Outubro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 1.....	70
Figura 88: Outubro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 2.....	70
Figura 89: Outubro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 3.....	71
Figura 90: Novembro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 1.....	71
Figura 91: Novembro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 2.....	72
Figura 92: Novembro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 3.....	72
Figura 93: Novembro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 1.....	73
Figura 94: Novembro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 2.....	73
Figura 95: Novembro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 3.....	74

Figura 96: Dezembro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 1.	74
Figura 97: Dezembro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 2.	75
Figura 98: Dezembro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 3.	75
Figura 99: Dezembro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 1.....	76
Figura 100: Dezembro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 2.....	76
Figura 101: Dezembro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 3.....	77
Figura 102: Estações do ano.....	79

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Limites de tensão da ANEEL.....	9
Tabela 2: Demanda típica janeiro.....	31
Tabela 3: Cálculo coeficiente multiplicativo.....	32
Tabela 4: Valores de pico de tensão no PAC	77

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
COM	<i>Component Object Model</i>
GDF	Geração Distribuída Fotovoltaica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
DLL	<i>Dynamic System Simulator</i>
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
RDMT	Rede de Distribuição de Média Tensão

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO

É notória a importância da energia elétrica no desenvolvimento da sociedade. Com esse tipo de energia é possível a obtenção da luz, a manutenção dos alimentos em geladeiras e freezers, a refrigeração de ambientes por meio de ar condicionadores, além do uso crescente de eletrodomésticos e eletrônicos (COSTA, 2004).

Para ser “gerada”, é necessário um processo de conversão de energia - mecânica, solar, eólica, nuclear - em elétrica. Após essa conversão, o seu transporte é realizado para os locais mais próximos dos centros urbanos, por meio da transmissão e, em seguida, é entregue para os centros industriais, comerciais e residenciais por meio da distribuição.

No Brasil, a matriz energética que era há pouco tempo, majoritariamente, formada pela energia hídrica, vem dando espaço para novas fontes. Com o desenvolvimento crescente das tecnologias, a demanda por energia elétrica tem aumentado e, por conseguinte, o espaço para fontes renováveis tem se expandido, exemplo disso é o crescimento da energia solar, gerada por meio de placas fotovoltaicas, e da energia eólica.

Além da diversificação da matriz energética, a crescente demanda pela eletricidade tem influenciado na expansão da geração distribuída, principalmente, a fotovoltaica. Esse modelo de geração é estabelecido próximo aos locais de consumo, conectada, dessa forma, a rede de distribuição local (OLIVEIRA, 2017).

Uma das vantagens desse tipo de geração é que, além de ser sustentável, de fácil instalação e acessível, ela oferece um Sistema de Compensação de Energia Elétrica, possibilitando ao consumidor o direito de gerar sua própria energia e fornecer o excedente para a rede de distribuição próxima a sua unidade consumidora (ANEEL, 2012).

Com esse atrativo criado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 2012, a geração fotovoltaica tem crescido gradativamente, gerando algumas desvantagens para a rede de distribuição secundária, sendo uma delas a elevação de tensão no Ponto de Acoplamento Comum (PAC).

Essa elevação de tensão pode ser ainda maior, caso o transformador abaixador esteja configurado em outras posições de tap, sem ser a nominal (13800 V). Essa mudança na relação de bobinas do transformador é usualmente realizada no caso de afundamento de tensão, quando há uma elevação de carga na rede de distribuição.

Sendo assim, foi feito um estudo, no qual uma rede de distribuição de energia elétrica foi simulada após a inserção da geração distribuída fotovoltaica, modificando-se as posições de

tap do transformador abaixador e, por conseguinte, modificando-se a sua potência. Dessa forma, foram gerados gráficos das tensões no PAC em função do tempo, ao longo de todos os meses do ano, com o objetivo de analisar a influência da alteração no tap na elevação de tensão nesse ponto.

O software escolhido para a realização das simulações foi o OpenDSS, e optou-se pelo método de simulação pela possibilidade que se tem em analisar a rede de distribuição antes da inserção da geração distribuída fotovoltaica, já que não se tem esses dados para comparação na rede de distribuição de energia elétrica real.

O OpenDSS foi escolhido dentre os demais softwares existentes pois ele possui ferramentas específicas para estudos associados com a conexão de geração distribuída na rede de distribuição, sendo elas: representação da rede em coordenadas de fase, simulação estática (carga simples) e cronológica (curvas de carga), representação de dispositivos de controle da rede de distribuição (modificação do tap do transformador, reguladores de tensão), além de analisar o fluxo de potência ao longo de um período determinado.

Por meio das simulações desenvolvidas no software, será possível analisar os efeitos da variação de tap e da potência do transformador nos valores de tensão no PAC após a inserção da geração distribuída fotovoltaica. Serão analisados os instantes os quais ocorrem a sobretensão na rede de distribuição e quais são as posições do tap do transformador que influenciam nessa elevação de tensão. Também será verificado os instantes nos quais os limites de tensão impostos pela ANEEL são ultrapassados, visto que tensões elevadas na rede poderão danificar equipamentos elétricos a ela conectados. Dessa forma, tendo conhecimento dessas informações, medidas poderão ser tomadas, a fim de solucionar a sobretensão.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo desse trabalho é realizar uma simulação que se obtenha os valores de tensão no PAC da rede de distribuição antes e após a inserção da geração distribuída fotovoltaica, de acordo com sua sazonalidade, para analisar a sua influência na elevação de tensão; realizar uma simulação que se obtenha os valores de tensão no PAC da rede de distribuição, devido à mudança do tap e, conseqüentemente, da potência do transformador, antes e após a inserção da geração distribuída fotovoltaica e apresentar uma análise, baseada nos limites de tensão permitidos pela ANEEL, dos valores de PAC obtidos na simulação no ambiente OpenDSS;

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho é composto de seis capítulos, além deste. São eles:

- O capítulo 2, fundamentação teórica, no qual estão conceitos teóricos fundamentais para a compreensão do trabalho, são eles: geração distribuída fotovoltaica, elevação de tensão no PAC, regulação de tensão, transformador de distribuição e software OpenDSS;
- O capítulo 3, metodologia, no qual são descritos os métodos adotados no trabalho, as variáveis avaliadas e as análises realizadas;
- O capítulo 4, resultados, no qual os resultados das simulações são apresentados e analisados;
- O capítulo 5, considerações finais, no qual estão as conclusões interpretadas a partir da análise dos resultados das simulações;
- O capítulo 6, referências bibliográficas;

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesse capítulo serão apresentados os tópicos teóricos fundamentais para a compreensão do sistema a ser estudado, sendo eles: geração distribuída fotovoltaica, regulação de tensão, transformador de distribuição, sistema de distribuição avaliado e software OpenDSS.

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA

A energia elétrica advém de grandes centrais geradoras percorrendo vastas redes de transmissão e distribuição até que seja disponibilizada ao consumidor final. Com o desenvolvimento da sociedade e das suas tecnologias, a demanda por esse tipo de energia aumentou e vem aumentando, consideravelmente, podendo chegar à capacidade limite do sistema, nesse ritmo, saturando-o (SANTOS, 2021).

Uma alternativa para essa limitação é o investimento em geração próximo aos locais de consumo, por meio de microturbinas, pilhas a combustível, turbinas eólicas e plantas fotovoltaicas. Esse último vem ganhando mais espaço no mercado, sendo denominada de geração distribuída fotovoltaica.

Essa geração pode ser definida como a conversão da energia advinda da luz solar, por meio de placas fotovoltaicas, em energia elétrica. Esses sistemas são capazes de abastecer residências, comércios e indústrias, sendo instalados próximo ao centro de carga e ligados diretamente a rede de distribuição (MIRANDA, 2013). Na Figura 1 está ilustrada exemplos de geração distribuída eólica e fotovoltaica em centros urbanos.

Figura 1: Gerações distribuídas em centros urbanos.



Fonte: PORTAL SOLAR, 2020.

Com base na Figura 1 é possível perceber a diferença entre as quantidades de módulos fotovoltaicos instalados a depender da residência. Isso acontece porque, de acordo com a potência demandada, a potência de geração pode variar, assim, a GDF pode ser classificada levando em consideração sua potência instalada. Denomina-se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada até 75 quilowatts (kW) e minigeração distribuída aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW (ANEEL,2015).

Para que o processo de conversão de energia solar em energia elétrica ocorra corretamente, é necessário, além dos módulos fotovoltaicos, de um conjunto de equipamentos. Dentre eles está inversor de frequência, o qual é responsável pela conversão da corrente contínua, advinda das placas, em corrente alternada, grandeza responsável pelo funcionamento correto dos equipamentos elétricos e eletrônicos residenciais, comerciais e industriais. Ademais, o inversor de frequência é responsável pelo ajuste da tensão e atua no direcionamento da energia excedente. Outro equipamento é a caixa de junção, conhecida também como *string* box Corrente Contínua e Corrente Alternada. Sua função é proteger a parte CC e CA do sistema, conectando os cabos provenientes dos módulos ao inversor e conectando o inversor ao quadro de proteção da rede elétrica, respectivamente (CANAL SOLAR, 2019). Por fim, há, ainda, todo o cabeamento necessário, além da possibilidade da inserção de um sistema de monitoramento acoplado ao inversor de frequência, encarregado pelo monitoramento da produção energética, a conversão e o funcionamento geral. Abaixo, na Figura 2, está ilustrado toda a sequência de instalação dos equipamentos em uma unidade geradora.

Figura 2: Equipamentos utilizados da GDF.



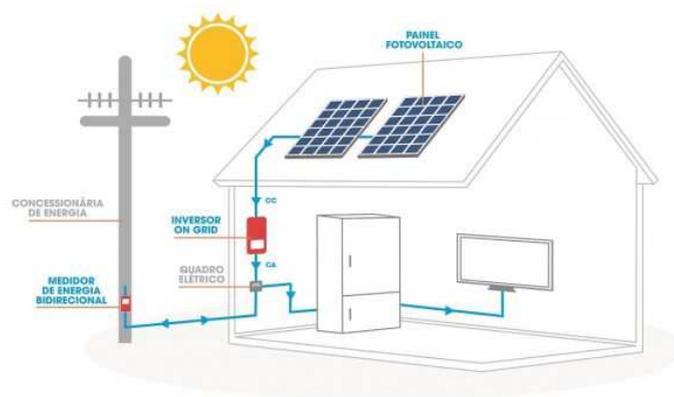
Fonte: BMC ENERGIA, 2021.

Pode-se perceber, a partir da Figura 2, a presença de um medidor bidirecional, após o quadro de disjuntores. Esse equipamento é responsável pela aferição da potência injetada e absorvida na rede. Isto porque, como incentivo aos consumidores para adesão dessa prática de geração, a ANEEL possibilita que o excedente gerado retorne para a rede e, como troca, a unidade geradora recebe créditos que podem ser utilizados para a diminuição da fatura de energia nos meses posteriores ou pode ser usufruído, nos próximos 60 meses, por outras unidades de mesma titularidade (ANEEL, 2012). Também, há a possibilidade de um balanceamento entre dia e noite, no qual o excedente gerado durante o dia é injetado na rede e, à noite, a rede de distribuição injeta potência na unidade consumidora.

Esse leque de possibilidades tem como objetivo o encorajamento desse modelo de geração, pois, dessa forma, tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, a redução no carregamento das redes, o baixo impacto ambiental, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética (ANEEL, 2015).

Para que haja uma geração eficiente, as placas fotovoltaicas precisam absorver uma incidência solar considerável, ao longo do dia; para isso, é necessário que sejam instaladas em locais que tenham ausência de sombras. Na Figura 3 está apresentado o esquema elétrico de uma unidade residencial geradora.

Figura 3: Unidade geradora.



Fonte: INCENTIVE SOLAR, 2019.

A partir da observação na Figura 3, é possível perceber que os módulos fotovoltaicos são fixados no telhado de uma residência. Isto se deve ao fato de, nesse local, a incidência de

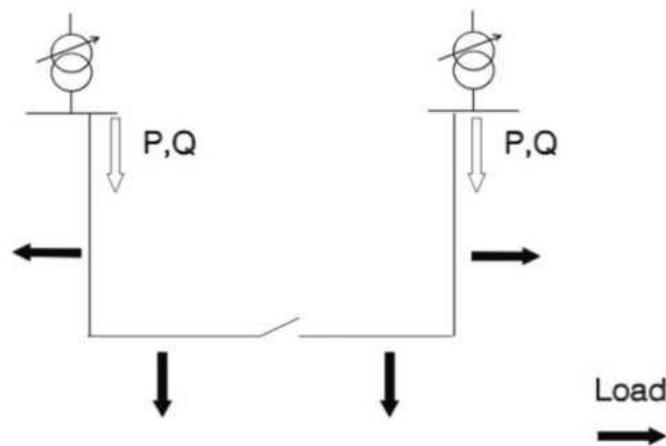
raios solares é maior, devido à ausência de sombras, influenciando numa melhor geração de energia elétrica.

2.2 ELEVAÇÃO DA TENSÃO NO PAC

Com a inserção da geração distribuída, o aspecto unidirecional no sentido do fluxo de potência na rede de distribuição de energia elétrica é alterado, sendo possível inserir potência à rede com a geração pontual de energia. Apesar das vantagens oferecidas pela geração distribuída, tanto no âmbito econômico quanto ambiental, sua inserção na distribuição pode acarretar alterações na operação do sistema. Uma dessas situações é o aumento do nível de tensão nos barramentos (GONÇALVES, 2016), causada devido a diminuição das perdas por efeito *joule* nas linhas de distribuição.

Quando somente a rede é responsável pela distribuição da energia elétrica, os fluxos de potência ativa e reativa fluem do transformador de distribuição (maior nível de tensão) em direção às cargas (menor nível de tensão), ou seja, em uma única direção. Na Figura 4 está ilustrado um esquema de fluxo de potência da rede de distribuição sem a inserção de gerações distribuídas.

Figura 4: Fluxo de potência unidirecional.

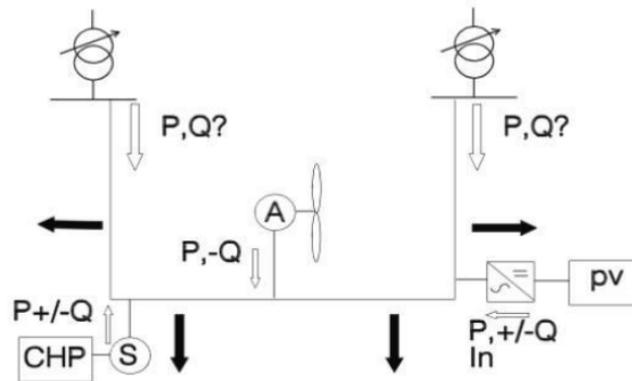


Fonte: GONÇALVES, 2016.

É possível perceber, observando a Figura 4, a unidirecionalidade das potências. Com a incorporação da geração distribuída na rede, surge um fluxo reverso de potência, saindo da carga – responsável pela geração – para o sistema. Levando em consideração o fato de que as perdas técnicas são diretamente proporcionais ao nível de carregamento do sistema, a presença da geração distribuída próxima à carga favorece a diminuição dessas perdas, já que esse fluxo

reverso de potência em direção às demais cargas da rede reduz a corrente da subestação no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) – ponto de mesma tensão entre as cargas – e, conseqüentemente, o seu nível de carregamento (GONÇALVES, 2016). Na Figura 5 está ilustrado o esquema do fluxo de potência bidirecional em uma rede de distribuição de energia elétrica.

Figura 5: Fluxo de potência bidirecional.

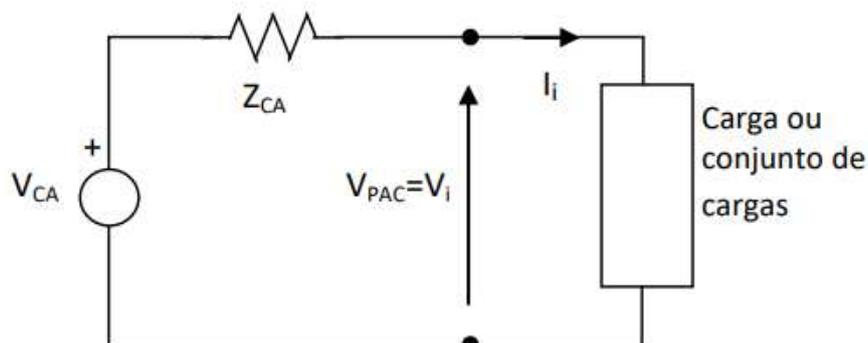


Fonte: GONÇALVES, 2016.

A partir da Figura 5 é possível perceber as potências ativas e reativas fluindo das gerações distribuídas instaladas (cogeração, geração eólica e geração solar) nos centros de carga em direção ao sistema. Como resultado disso, há uma elevação de tensão no PAC que repercute em todas as cargas ligadas a ele, podendo causar danos a equipamentos existentes.

O Ponto de Acoplamento Comum o qual sofre essa elevação de tensão é um ponto físico de interligação entre as cargas onde todos os consumidores compartilham uma tensão em comum, podendo variar de sistema para sistema. Dessa forma, as mudanças que ocorrem no PAC são refletidas para todas as unidades consumidores ligadas a ele (GONÇALVES, 2016). Na Figura 6 está ilustrado o PAC em um sistema elétrico.

Figura 6: Tensão no PAC.



Fonte: POMILIO, 2020.

A partir da Figura 6, é possível observar que o PAC é o ponto físico no qual o conjunto de cargas está conectado. V_{PAC} é a tensão no PAC e é igual a tensão de entrada nas cargas; Z_{CA} é a impedância do sistema; I_i é a corrente das cargas e V_{CA} é a tensão referente ao secundário do transformador (baixa tensão). Dessa forma, havendo uma elevação de tensão no PAC, todas as cargas sofrerão com essa sobretensão.

2.3 REGULAÇÃO DE TENSÃO

A distribuição de energia elétrica se caracteriza como o segmento do setor elétrico dedicado ao abaixamento da tensão advinda do sistema de transmissão e ao fornecimento de energia elétrica ao consumidor (ANEEL, 2018). Sabendo disso, é de suma importância que a energia, entregue pelas concessionárias, tenha uma certa qualidade em relação a sua tensão elétrica, para o funcionamento correto do sistema, bem como dos equipamentos elétricos e eletrônicos.

Dessa forma, para manter o controle sobre a qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores, a ANEEL estabelece de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente, por meio da resolução n° 505 (ANEEL, 2001). Esta disponibiliza limites de valores de tensões adequados e aceitos na rede de distribuição que estão ilustrados na Figura 7.

Tabela 1: Limites de tensão da ANEEL.

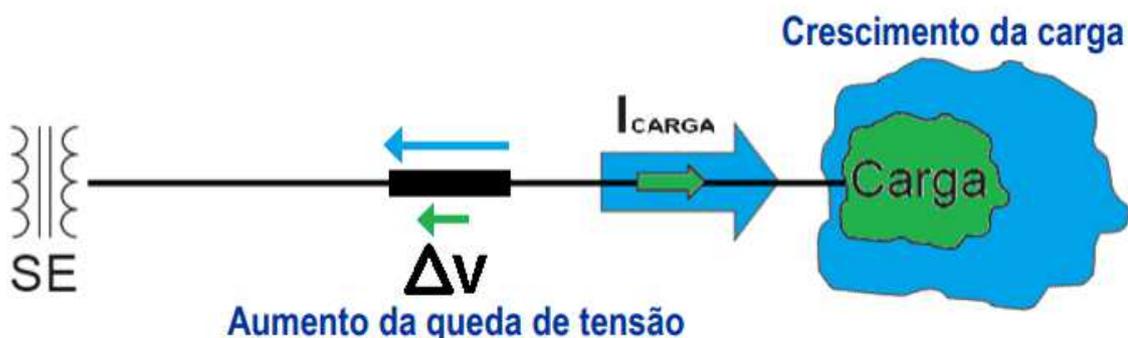
Tensões Nominais Padronizadas				
Tensão Nominal (TN)		Faixa de Valores Adequados da TL em relação à TN [V]	Faixa de Valores Precários da TL em relação à TN [V]	Faixa de Valores Críticos da TL em relação à TN [V]
Ligação	Volts			
Trifásica	(220)	$(201 \leq TL \leq 231)$	$(189 \leq TL < 201$ ou $231 < TL \leq 233)$	$(TL < 189$ ou $TL > 233)$
	(127)	$(116 \leq TL \leq 133)$	$(109 \leq TL < 116$ ou $133 < TL \leq 140)$	$(TL < 109$ ou $TL > 140)$
	(380)	$(348 \leq TL \leq 396)$	$(327 \leq TL < 348$ ou $396 < TL \leq 403)$	$(TL < 327$ ou $TL > 403)$
	(220)	$(201 \leq TL \leq 231)$	$(189 \leq TL < 201$ ou $231 < TL \leq 233)$	$(TL < 189$ ou $TL > 233)$
Monofásica	(254)	$(232 \leq TL \leq 264)$	$(220 \leq TL < 232$ ou $264 < TL \leq 269)$	$(TL < 220$ ou $TL > 269)$
	(127)	$(116 \leq TL \leq 132)$	$(109 \leq TL < 116$ ou $133 < TL \leq 140)$	$(TL < 109$ ou $TL > 140)$
	(440)	$(402 \leq TL \leq 458)$	$(380 \leq TL < 402$ ou $458 < TL \leq 466)$	$(TL < 380$ ou $TL > 466)$
	(220)	$(201 \leq TL \leq 229)$	$(189 \leq TL < 201$ ou $229 < TL \leq 233)$	$(TL < 189$ ou $TL > 233)$

Fonte: ANEEL, 2001.

É possível observar, a partir da Tabela 1, as faixas de valores adequados de tensão impostas pela ANEEL para redes de distribuição de energia elétrica trifásicas e monofásicas. A faixa de valores que servirá como base para a análise desse trabalho é a pertencente a ligação trifásica com tensão nominal de 220 V, ou seja, $201 V \leq TL \leq 231 V$. Para ter o controle sobre esses dados, a ANEEL dispõe de uma fiscalização dividida em três etapas. A primeira visa verificar se a distribuidora está realizando as medições amostrais conforme os critérios do PRODIST e se os dados das medições amostrais foram encaminhados até o último dia útil do mês subsequente de cada trimestre; a segunda consiste em verificar, por meio de informações encaminhadas pela distribuidora, os procedimentos de regularização dos níveis de tensão das unidades consumidoras que apresentaram Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP) e/ou Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC) acima dos limites estabelecidos pela ANEEL; a terceira objetiva a verificação do pagamento da compensação financeira aos consumidores nos casos em que os prazos para regularização dos níveis de tensão não foram observados (ANEEL, 2012). Dessa forma, se alguma dessas etapas não for cumprida, a distribuidora estará sujeita a imposição de multa.

Sendo assim, levando em consideração essa fiscalização e o funcionamento do sistema de distribuição, é evidente a necessidade de regulação de tensão no PAC, com ou sem a presença da geração distribuída. Dado que, quando não há a presença dos módulos fotovoltaicos conectada à rede, o valor da tensão dos alimentadores é maior próximo ao transformador e menor próximo à carga, devido à queda de tensão nos condutores que compõem a rede de distribuição. Por outro lado, com a presença da geração distribuída, há uma elevação da tensão no PAC. Na Figura 7 está ilustrada a proporcionalidade da queda de tensão, em uma rede de distribuição, em relação ao crescimento da carga conectada a ela.

Figura 7: Influência no crescimento carga na queda de tensão na rede de distribuição.

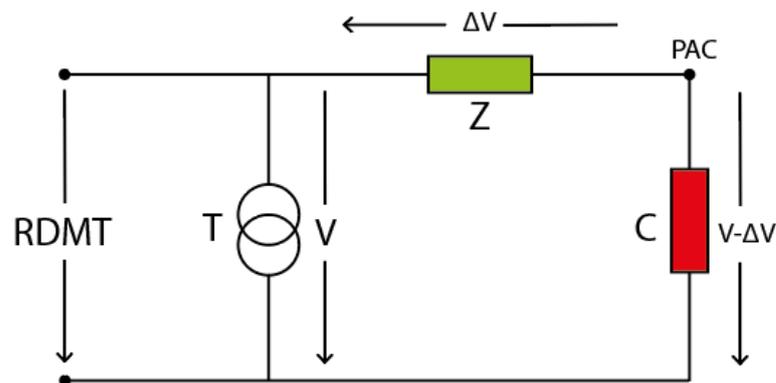


Fonte: ORIGA, 2016.

Com base na Figura 7, é possível constatar que quanto maior o crescimento da carga no sistema (área em azul), maior é a corrente I_{carga} circulando pelos condutores (seta em azul) em direção a carga e, conseqüentemente, maior é o aumento da queda de tensão (seta em azul), em decorrência do aumento de I_{carga} .

Na Figura 8 está ilustrado as perdas nas linhas de distribuição, a partir de um esquema elétrico de uma rede de distribuição.

Figura 8: Perdas na linha de distribuição.

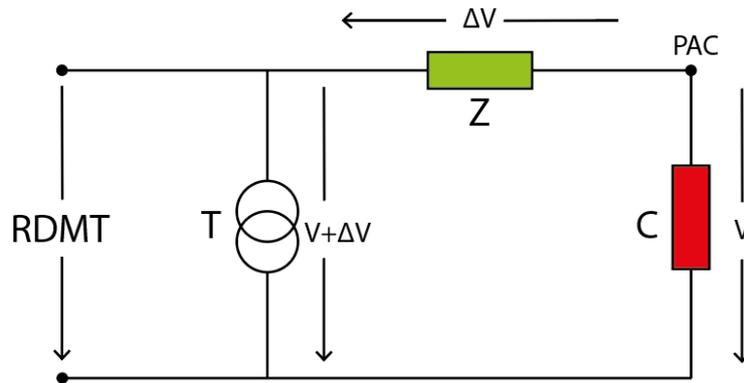


Fonte: Adaptado de ALMEIDA, 2018.

A partir da Figura 8, nota-se que o afundamento de tensão no PAC ($V - \Delta V$) é decorrente da diferença de tensão entre o secundário do transformador e a queda de tensão advinda da impedância do sistema, onde T representa o transformador, RDMT a rede de distribuição de média tensão, Z a impedância do sistema e C a carga equivalente.

Para manter o nível de tensão de saída apropriado, as distribuidoras utilizam algumas manobras corretivas; uma delas é a modificação do tap do transformador de distribuição (ROSA, 2019). Esse procedimento permite alterar a tensão de saída no secundário do transformador, elevando-a. Na Figura 9 está ilustrada a elevação de tensão no lado de baixa tensão do transformador.

Figura 9: Elevação de tensão no secundário do transformador.

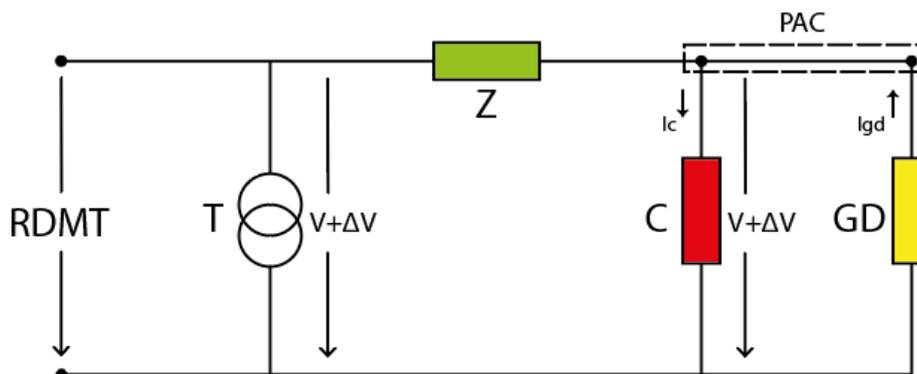


Fonte: Adaptado de ALMEIDA, 2018.

A partir da Figura 9 é possível visualizar uma parcela de tensão adicionada no secundário do transformador T, sendo representada por $V + \Delta V$. Essa fração é refletida sobre as cargas C, de modo a deixá-las com a magnitude mais adequada V , posto que, a parcela adicionada ΔV é “consumida” na impedância equivalente do sistema Z.

Quando a geração distribuída é acoplada ao sistema, a potência que, antes era demandada da subestação, passa a ser injetada na rede, por meio dos módulos fotovoltaicos; conseqüentemente, as perdas diminuem, bem como a queda de tensão (ANEEL, 2016). Dessa forma, a fração de tensão existente no transformador, proveniente da mudança do tap, será refletida nas cargas, visto que as perdas serão mínimas, elevando, ainda mais, a tensão no PAC. Na Figura 10 está ilustrada a elevação de tensão nas cargas conectadas a rede de distribuição.

Figura 10: Elevação de tensão nas cargas.



Fonte: Adaptado de ALMEIDA, 2018.

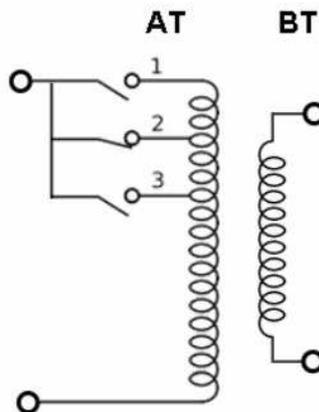
A partir da Figura 10 é possível perceber o aumento da tensão nas cargas C ($V + \Delta V$), devido a inserção da geração distribuída GD. Percebe-se também que queda de tensão (ΔV) na impedância do sistema Z não aparecerá mais, pois em virtude da injeção de potência por meio da GD, ela será mínima. Dessa forma, a elevação de tensão causada pela modificação do tap do transformador T nas cargas C será vista também pelo PAC, já que ambos pertencem ao mesmo ponto físico de conexão e tensão.

2.4 TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO

Os transformadores de distribuição são fundamentais na composição do sistema elétrico, no que concerne a sua função: conectar a média tensão a baixa tensão. A média tensão é conectada ao primário do transformador e se origina da subestação de distribuição, essa linha é chamada de alimentador primário. Já a baixa tensão provém do secundário do transformador e é transportada aos consumidores residenciais, comerciais, agrícolas e industriais que demandam uma faixa de tensão entre 110 e 440 *volts*, podendo ser chamado, também, de alimentador secundário (CARVALHO, 2012). Dessa forma, sua operação torna-se pertinente, uma vez que as empresas distribuidoras precisam encontrar formas de obter altos níveis de confiabilidade, atrelados a um equilíbrio adequado das tensões, frente as elevações de demanda da rede. Uma forma de operar esse equipamento para suprir as necessidades do alimentador secundário, é mudar as posições do seu tap.

O tap em um transformador é a chave de derivação da bobina do primário que possibilita a mudança da relação de transformação entre ele e o secundário, alterando a tensão no secundário e, por conseguinte, a sua potência. Essas derivações provêm de ajustes de posições, as quais apresentam uma diferença de 5% entre elas. A princípio, os comutadores se localizavam imersos no óleo isolante do equipamento, dificultando o manuseio; contudo, já podem ser encontrados dispostos externamente (PEREIRA, 2009). Na Figura 11 estão ilustradas as posições de tap nas bobinas do primário do transformador.

Figura 11: Posições do tap do transformador.

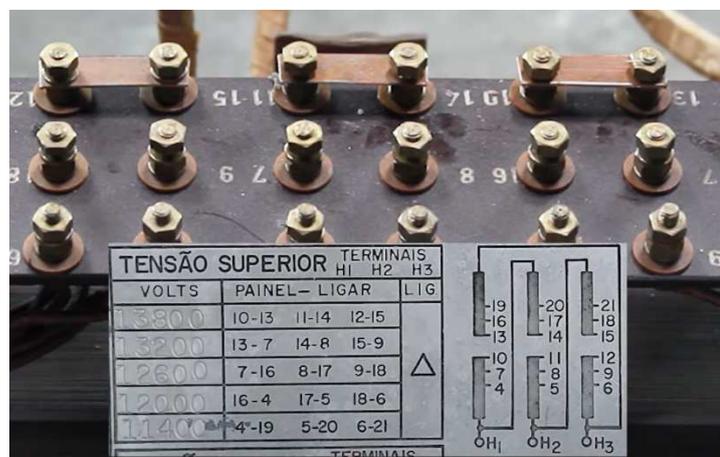


Fonte: PEREIRA, 2019.

A partir da Figura 11 é possível observar as bobinas de um transformador de distribuição, tendo no primário (média tensão) três posições de tap distintas. A troca dessas posições pode ocorrer com o transformador energizado ou desenergizado, o que dependerá do tipo de comutador do equipamento. Exemplo disso é o comutador em barra.

Para alterar a tensão com esse tipo de comutador, é necessário que se troque as posições, manualmente, das barras que interligam os terminais de configuração das espiras, conforme os dados de placa do transformador. Por ser um sistema mais obsoleto e manual, essa comutação necessita que o equipamento esteja desenergizado. Na Figura 12 está ilustrado o comutador do tipo barra.

Figura 12: Comutador do tipo barra.

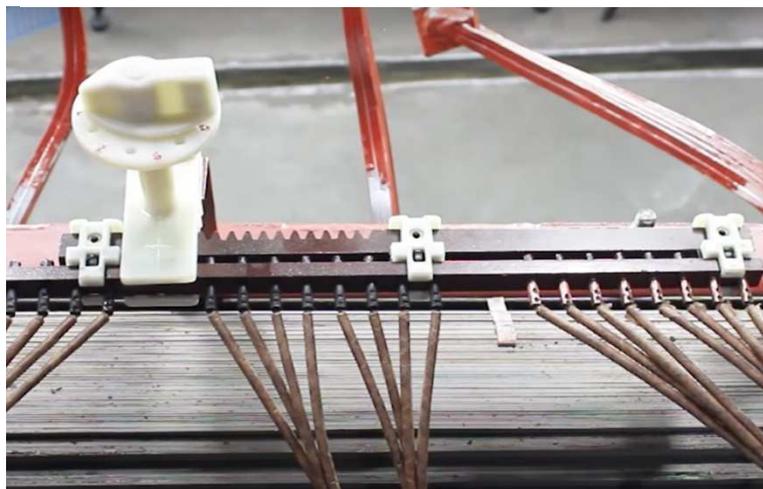


Fonte: ELETRICITY, 2020.

Observando a Figura 12 percebe-se os terminais das derivações de bobinas de um transformador que possui tensão nominal, no primário, de 13800 V. Além disso, na placa desse equipamento, é possível perceber as ligações que devem ser feitas, nas bobinas, por meio de uma barra de metal, para alcançar a posição de tap desejada e, conseqüentemente, a mudança de tensão no primário e secundário.

Outro tipo de comutador é o linear, o qual funciona com o deslocamento das posições do tap na horizontal, conforme ocorra o deslizamento do seletor, como ilustrado na Figura 13. Por funcionar manualmente, também necessita da desenergização do transformador, tendo como vantagem o encapsulamento dos terminais das derivações das bobinas (ELETRICITY, 2020).

Figura 13: Comutador do tipo linear.



Fonte: ELETRICITY, 2020.

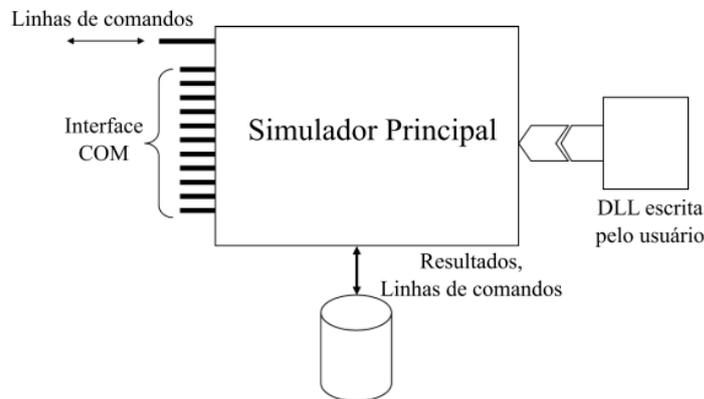
A partir da Figura 13 é possível perceber o seletor de tap acoplado aos terminais das bobinas. Para haver a modificação da relação de transformação entre o primário e secundário, o seletor é deslizado na horizontal e encaixado na posição desejada. Dessa forma, muda-se a tensão entregue ao alimentador secundário do sistema e, por conseguinte, a potência do transformador.

2.5 SOFTWARE OPENDSS

O Open Distribution System Simulator (OpenDSS) é um software que tem por finalidade simular sistemas elétricos de distribuição de energia elétrica (MACHADO, 2017). Além desses sistemas, o OpenDSS realiza a análise de circuitos polifásicos, sistemas com geração distribuída, simulações de variação anual de cargas e geradores, análise de harmônicos

e faltas (SILVA, 2010). Na Figura 14 está ilustrado um diagrama de entradas e saídas do software.

Figura 14: Estrutura OpenDSS.



Fonte: RADATZ, 2015.

A partir da Figura 14 é possível observar que o OpenDSS utiliza linhas de comando como fonte de entrada para as simulações. Essas linhas podem ser feitas por meio da linguagem de programação Delphi, o que facilita a implementação da interface COM. Assim, o sistema suporta todo tipo de análise em regime permanente empregada em sistemas de distribuição.

Dentre seus modos de solução, os mais utilizados são: fluxo de potência instantâneo (Snapshot Power Flow), fluxo de potência anual ou diário (Daily/Yearly Power Flow), harmônicos (Harmonics), dinâmico (Dynamic) e estudo de faltas (Faultstudy) (SILVA, 2010). Assim, no estudo de fluxo de potência, cargas e geradores distribuídos são equivalentes a fontes de corrente.

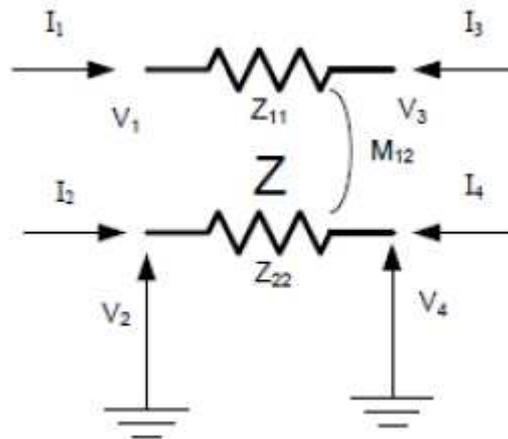
Para sistemas de transmissão de energia elétrica, o cálculo de fluxo de potência é realizado por métodos baseados na representação da rede trifásica equilibrada como um monofásico equivalente. Dentre esses métodos estão o de Gauss-Seidel, Newton Raphson e Desacoplamento Rápido. Contudo, para calcular o fluxo de potência em redes de distribuição, esses caminhos não são prudentes, visto que esse tipo de sistema pode dificultar a convergência devido a seu desequilíbrio, desbalanceamento de cargas e inclusão de gerações distribuídas (RADATZ, 2015).

Dessa forma, o OpenDSS utiliza o Método Padrão de injeção de corrente, que é um método iterativo de ponto-fixa e trabalha bem em quase todos os sistemas de distribuição de

energia elétrica (MACHADO, 2017). Para a solução do fluxo de potência, o software utiliza, dentro do método padrão, o método da admitância primitiva.

Nesse método, cada elemento do circuito é representado por sua matriz de admitância primitiva. Na Figura 15, está ilustrada a impedância mútua entre duas fases da rede de distribuição.

Figura 15: Impedância mútua entre duas fases.



Fonte: MACHADO, 2017.

Com base na Figura 15, é possível perceber que o elemento tem quatro terminais, V_1, V_2, V_3 e V_4 . E sua matriz de impedância está ilustrada na Figura 16:

Figura 16: Matriz de impedância entre as duas fases.

$$Z = \begin{bmatrix} Z_{11} & M_{12} \\ M_{12} & Z_{22} \end{bmatrix}$$

Fonte: MACHADO, 2017.

A matriz Z da Figura 16 representa as características de impedâncias para as impedâncias acopladas (MACHADO, 2017). Com base nessa matriz, um sistema de equações é escrito na forma de admitâncias nodais relacionando as correntes entrando em cada terminal e a tensão em relação ao terra em cada terminal.

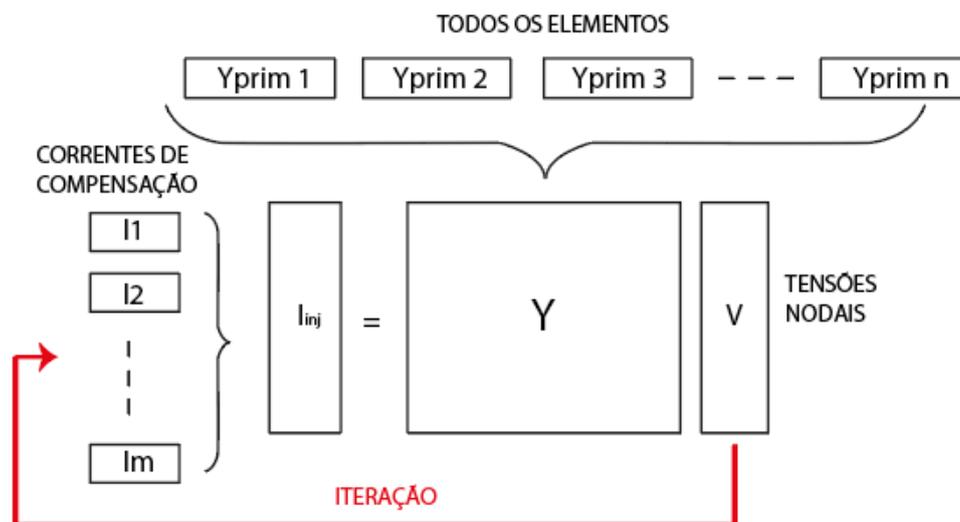
Figura 17: Sistema de equações do elemento.

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z^{-1} & -Z^{-1} \\ -Z^{-1} & Z^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix}$$

Fonte: MACHADO, 2017.

Assim como a impedância mútua foi modelada com base na Figura 17, os outros elementos da rede de distribuição também podem, como as linhas, os capacitores e transformadores. Dessa forma, modelados todos os elementos pertencentes ao sistema, cada elemento modelado a partir da sua matriz de admitância primitiva é somado dentro de uma matriz de admitância que abrange todo o sistema. A partir desta última, é montada uma equação com todos os valores de correntes de compensação (diferença entre a corrente usada pela parte linear e não-linear dos elementos) das cargas, geradores etc e tensões nodais, como ilustra a Figura 18.

Figura 18: Equação principal do método.



Fonte: Adaptado de MACHADO, 2017.

A partir da Figura 18 é possível observar um sistema de equações, contendo todos os elementos da rede, suas correntes de compensação, suas matrizes de admitância e tensões

nodais. Esse é um método rápido e útil para soluções sequenciais no tempo, devido a sua velocidade.

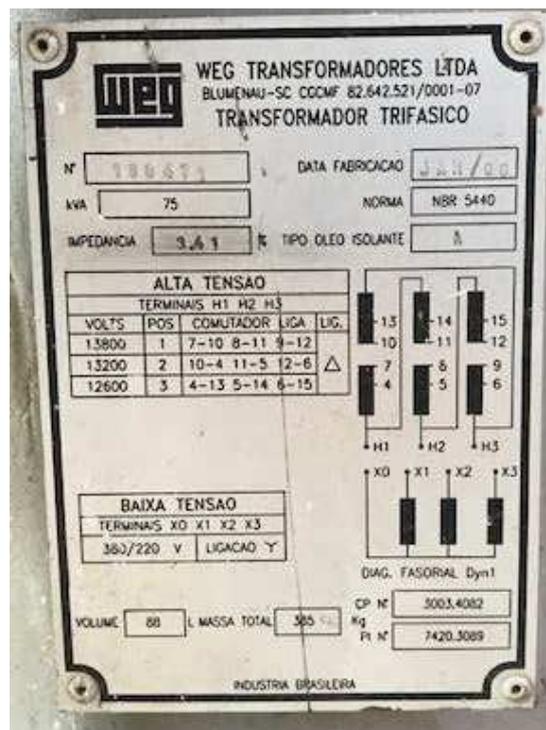
3 METODOLOGIA

3.1 MODELAR A REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Para a reprodução do modelo da rede de distribuição estudada, é necessário que a coleta de alguns dados seja feita. A princípio, é fundamental o conhecimento dos elementos que nela estejam conectados, bem como equipamentos e seus respectivos distanciamentos. Dessa forma, torna-se imprescindível ter clareza sobre os valores de tensão, corrente e potência do transformador abaixador, das unidades consumidores e da unidade de geração, elementos esses relevantes para o entendimento do sistema.

Sendo assim, como não foi possível obter a placa real do transformador da rede de distribuição, tendo em vista a localização da instalação, foi feito uma análise entre alguns fabricantes e foi escolhido um transformador da *WEG* de 75 kVA de potência e tensão nominal de 13800 V/380V, usualmente utilizado em redes de distribuição. Na Figura 19 está ilustrada a placa do transformador abaixador:

Figura 19: Dados de placa transformador abaixador.

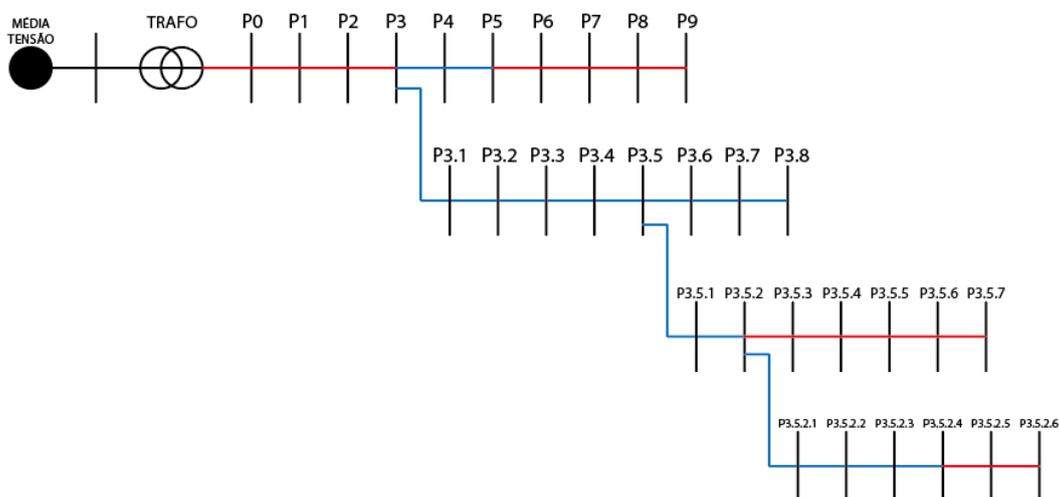


Fonte: WEG, 2020.

Com base na Figura 19 é possível perceber que o transformador possui três variações de tap, sendo a posição 1 com 13800 V, considerada como a tensão nominal no primário; a posição 2 com 13200 V; e a posição 3 com 12600 V.

Após a obtenção dos dados de placa do transformador, é necessário que se obtenha as características das linhas de distribuição – materiais e dimensionamentos dos condutores, a distância entre uma linha e o arranjo dos condutores nos postes – bem como a quantidade de barras que as compõem, por meio de uma pesquisa de campo. Além disso, é necessário inserir no código os dados de diâmetro, resistência e limite de corrente dos tipos de condutores, características essas que podem ser obtidas por meio de catálogos existentes no mercado. Dessa forma, após uma consulta no local da rede de distribuição estudada, pôde-se elaborar um esquema em formato de diagrama unifilar, como observado na Figura 20:

Figura 20: Diagrama unifilar da rede de distribuição estudada.



Fonte: Adaptado de SILVA, 2021.

Assim, com base na Figura 20, foi possível instanciar o transformador abaixador no software OpenDSS, a partir do elemento *transformer*, como mostra abaixo:

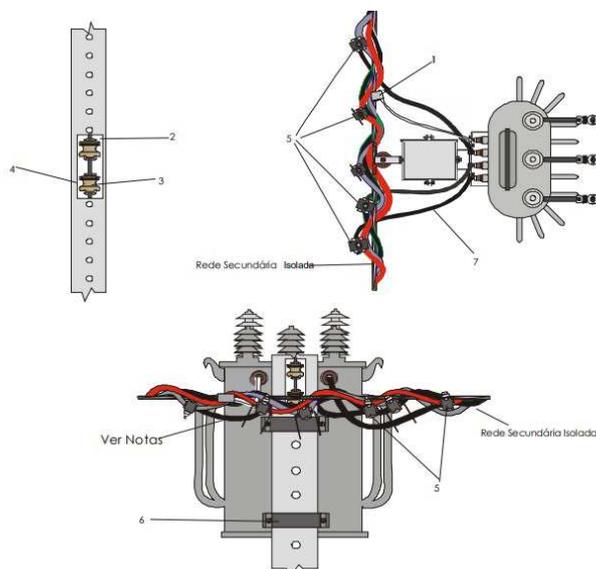
```
New Transformer.T Phases=3 Windings=2 XHL=3.5
~ wdg=1 bus=PMT conn=delta kv=13.8 kva=75 tap=1
~ wdg=2 bus=P0 conn=wye kv=0.38 kva=75 tap=1
```

Onde $phases$ é o número de fases, $windings$ é a quantidade de enrolamentos, XHL é a reatância em série em pu , wdg é o enrolamento referido, bus é a barra na qual o enrolamento está conectado, $conn$ é o tipo de ligação do enrolamento, kv é a tensão do enrolamento, kva é a potência do enrolamento e tap é a tensão em pu da posição do tap no qual o enrolamento se encontra.

Para o transformador na posição de tap 1, obteve-se o parâmetro dividindo a tensão nominal do primário por ela mesma, que resultou em $tap=1$. Para o transformador na posição de tap 2, dividiu-se 13200 V (tensão referente à posição 2, como ilustra a figura 19) por 13800 V, obtendo-se $tap=0.96$. Por fim, para simular o transformador na posição de tap 3, dividiu-se 12800 V (tensão referente à posição 3, como ilustra a figura 19) por 13800 V (tensão nominal no primário), obtendo-se $tap = 0.91$. Dessa forma, esses valores foram modificados no primário do transformador para obter as três configurações da rede de distribuição com as três posições de tap distintas.

Na Figura 20, também, é possível perceber que ligado ao secundário do transformador abaixador, se encontram os trechos de distribuição e as barras do sistema estudado. Cada barra representa um poste, e em cada poste estão ligadas unidades habitacionais; no poste 9 (P9), em especial, está ligada a unidade geradora. Os trechos em vermelho contêm condutores do tipo *multiplex*, compostos por dois diâmetros distintos; os cabos de fase possuem 6,75 mm de diâmetro, enquanto o cabo de neutro possui 7,5 mm. Além disso, esse tipo de condutor possui uma resistência DC de 0.868 Ω e uma capacidade de corrente equivalente a 116 A. Os cabos multiplex saem do transformador e são arranjados nos postes como ilustrado na Figura 21:

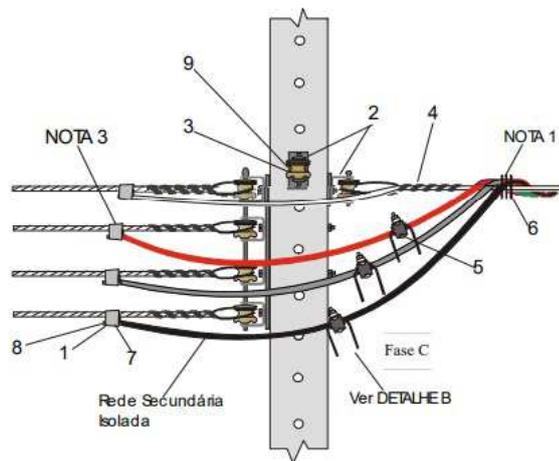
Figura 21: Ligação condutores multiplexados



Fonte: ENERGISA, 2012

A partir da Figura 21 é possível perceber que os cabos multiplex não possuem distanciamento entre si, isso é possível pelo fato de possuírem isolamento. Já trechos em azul, na figura 17, contêm condutores do tipo *4AWG*, com diâmetro igual a $6,35\text{ mm}$, resistência DC de $1,35\ \Omega$ e capacidade de corrente igual a 159 A . Os cabos *4AWG* são arranjados como ilustra a Figura 22:

Figura 22: Ligação condutores 4AWG.



Fonte: ENERGISA, 2012

Com base na Figura 22, é possível observar que o arranjo para esse tipo de cabo tem que possuir um certo distanciamento. Isso se deve ao fato dos condutores do tipo *4AWG* não serem isolados externamente. Assim, obtidas as características dos cabos, foi possível criar, no OpenDSS, o elemento *wiredata*, para instanciar as características dos tipos de condutores existentes na rede de distribuição estudada, conforme mostra abaixo:

```
new wiredata.4AWG Runits=km Rdc=1.35 Radunits=mm Diam=6.36
~normamps = 159
new wiredata.MULTPLEX_f Runits=km Rdc=0.868 Radunits=mm Diam=6.75
~normamps = 116
new wiredata.MULTPLEX_n Runits=km Rdc=0.868 Radunits=mm Diam=7.50
~normamps = 116
```

Onde *Runits* é a unidade de medição da linha, *Rdc* é a resistência DC do condutor, *Diam* é o diâmetro do condutor e *normamps* é a capacidade de corrente suportada pelo condutor.

Como não foi possível encontrar os dados de indutância e capacitância dos condutores, utilizou-se o elemento *linegeometry* para definir o tipo de linha de acordo com o arranjo dos cabos. Assim, por meio da NDU 004.3 constatou-se que a altura do chão até o primeiro condutor da linha é de 8,3 metros e a distância entre os condutores, na vertical, é de 20 centímetros. Abaixo encontra-se a configuração do arranjo da linha com o condutor 4AWG:

```
new linegeometry.condutor1 nconds=4 nphases=3
~ cond=1 wire=4AWG units=m x=0 h=8.3
~ cond=2 wire=4AWG units=m x=0 h=8.5
~ cond=3 wire=4AWG units=m x=0 h=8.7
~ cond=4 wire=4AWG units=m x=0 h=8.9
```

Onde *nconds* é o número de condutores presentes na linha, *nphases* é número de fases da linha, *cond* é o condutor (fase ou neutro), *wire* é o tipo de condutor, *units* é a unidade de medição da distância, *x* é a distância horizontal entre um condutor e outro e *h* é a altura do condutor em relação ao chão. Como essa configuração de linha corresponde a figura 19, a distância entre os cabos na horizontal é zero.

Levando em consideração que a rede de distribuição é composta pelo condutor do tipo multiplex também, foi criado outro elemento *linegeometry* caracterizando esse tipo de linha, conforme ilustra abaixo:

```
new linegeometry.condutor nconds=4 nphases=3
~ cond=1 wire=MULTPLEXf units=m x=0.01 h=8.3
~ cond=2 wire=MULTPLEXf units=m x=0.02 h=8.3
~ cond=3 wire=MULTPLEXf units=m x=0.03 h=8.3
~ cond=4 wire=MULTPLEXn units=m x=0 h=8.3
```

Os parâmetros da linha acima possuem o mesmo significado dos parâmetros da linha com condutor 4AWG, com a diferença que, devido ao seu arranjo multiplexado, as distâncias entre um cabo e outro são mínimas e a distância entre o condutor e o chão é igual para todos os cabos, conforme ilustra a Figura 22.

Conhecidos os dados das linhas, deve-se levantar as características das unidades consumidoras. Primeiramente, é preciso coletar a quantidade de unidades habitacionais inseridas no sistema, assim como identificar a barra a qual cada uma está conectada. Além disso, é necessário categorizá-las como residencial, comercial ou industrial. Assim, após coletar os dados no local da rede de distribuição, verificou-se a existência de 56 unidades residenciais monofásicas, 9 conjuntos habitacionais e 4 unidades residenciais trifásicas. Na Figura 23 estão ilustradas as características e localizações de cada unidade:

Figura 23: Localização das unidades habitacionais.

P0 - 2R			
P1 - 4R			
P2 - 2R+C8			
P3 - 3R	P3.1 - 5R	P3.5.1 - 4R+C4	
P4 - 0	P3.2 - 2R	P3.5.2 - 4R	P3.5.2.1 - 2R
P5 - 0	P3.3 - 4R	P3.5.3 - 0	P3.5.2.2 - 1R+C7
P6 - 0	P3.4 - 1R+1RT	P3.5.4 - 1R	P3.5.2.3 - 3R
P7 - 0	P3.5 - C11	P3.5.5 - 4R+2RT	P3.5.2.4 - 1R+1RT
P8 - C8	P3.6 - 1R+C8	P3.5.6 - 5R	P3.5.2.5 - 1R
P9 - GDF+C3	P3.7 - 0	P3.5.7 - 3R	P3.5.2.6 - 3R
	P3.8 - C3+C4		

Fonte: Autoria própria.

A partir da Figura 23, é possível observar que não há unidades comerciais e industriais ligadas a rede; dessa forma, R representa as residências, C os condomínios e RT as residências trifásicas. Obtidas essas informações, foi possível a criação das cargas no OpenDSS por meio do elemento *load*, conforme mostra abaixo:

```
New Load.C1 bus1 = P0.1 phases = 1 model= 1
~ kv = 0.22 pf = 0.92 kw = 1 conn = wye
~ daily = demanda
```

Onde *C1* é o nome da carga, *bus1* é o barramento e a fase na qual a carga está ligada, *phases* é o número de fases, *kv* é a tensão nominal da carga, *kw* é a potência – nesse caso está igual a 1, pois esse parâmetro se comportará como fator multiplicativo em relação a curva de curva de carga –, *pf* é o fator de potência, *conn* é a ligação da carga e *daily* é a curva de carga

diária característica. Dessa forma, todas as unidades habitacionais ligadas a rede foram instanciadas nas linhas de código com esses mesmos parâmetros e nomeadas uma a uma, igualando apenas o *phases* em 3 para os condomínios e as residências trifásicas.

Concluída essa etapa, a próxima é a caracterização da unidade geradora. Para isso, deve-se analisar seu projeto elétrico, a fim de avaliar a quantidade de módulos fotovoltaicos instalados e a potência instalada. Ademais, é relevante saber se a geração distribuída é monofásica ou trifásica. Sabe-se, também, que a radiação solar e a temperatura absorvida pelas placas influenciam diretamente em sua eficiência; logo, é preciso os dados da meteorologia, ao longo de um ano, por hora, sobre o local no qual a geração distribuída está localizada.

Analisando o projeto elétrico da unidade geradora, constatou-se que ela é composta de módulos fotovoltaicos, *string-box* CC, inversor de frequência, *string-box* CA e cabeados. O sistema possui 26 placas de 2 m^2 cada, com potência de 380 W_p , totalizando $9,88\text{ kW}_p$, levando em consideração uma eficiência de 100%. Dessa forma, é classificada como sendo uma unidade de microgeração distribuída. Na Figura 24 estão ilustrados os módulos fotovoltaicos:

Figura 24: Placas fotovoltaicas instaladas.



Fonte: Acervo próprio da empresa instaladora, 2020.

Com base na Figura 24 é possível observar os módulos fotovoltaicos instalados no telhado da unidade geradora. Na Figura 25 estão ilustrados os principais equipamentos, além dos módulos, que compõem o sistema:

Figura 25: Equipamentos da unidade geradora.



Fonte: Acervo próprio da empresa instaladora, 2020.

A partir da Figura 25 é possível observar a disposição dos equipamentos elétricos. A esquerda está o *string-box* CC, no meio está o inversor de frequência e a direita está o *string-box* CA.

Para o cálculo da potência de geração em função do tempo das placas fotovoltaicas, precisou-se adquirir informações de radiação solar e temperatura do local no qual elas estão instaladas. Dessa forma, foi adquirida uma planilha, por meio da INMET, contendo todos os dados anuais, intervalados por hora, do ano de 2020, das características climáticas da cidade de Campina Grande – PB. A partir desse documento, pôde-se extrair os dados de interesse, os quais foram organizados em vetores contendo entre 673 e 744 valores, a depender do mês. Esses dados correspondem ao valor de radiação solar e temperatura, por hora, somando um mês, no total.

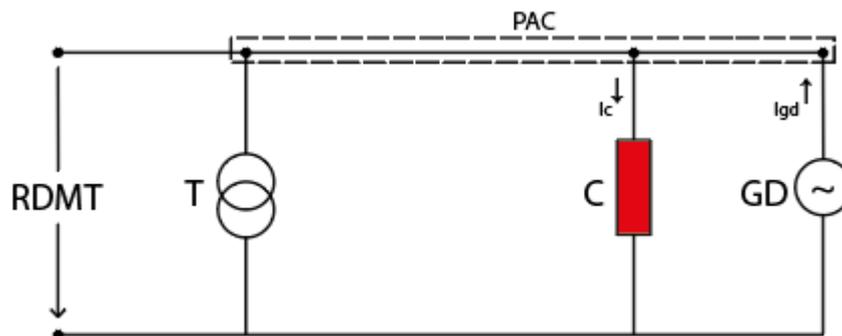
Obtendo-se todos esses dados acerca da unidade geradora, foi possível incluí-la no código da simulação, por meio do elemento *PVSystem*, conforme mostra abaixo:

```
New PVSystem.PV bus1=P9.2 phases=1 conn=wye kva=9.88 kv=0.22 ~irrad=1
pmpp=9.88 temperature=25 pf=1.0 %cutin=0.1 %cutout=0.1
~Effcurve=Eficiencia P-TCurve=Pot_Temp daily=radiacao Tyearly=TempMax
```

Onde $bus1$ é o barramento no qual a GDF está conectada, $phases$ é o número de fases que a GDF possui, $conn$ é o seu tipo de ligação, kva é a potência instalada, kv é a tensão nominal, $irrad$ é o fator multiplicativo para a curva de radiação diária, $pmpp$ é a potência nominal do painel, $temperature$ é a temperatura de operação do painel, pf é o fator de potência, $\%cutin$ é a porcentagem da potência nominal do inversor de frequência limite para que esse equipamento seja habilitado, $\%cutout$ é a porcentagem nominal do inversor de frequência limite para que esse equipamento seja desabilitado, $Effcurve$ é a curva de eficiência do inversor, $P-TCurve$ é a curva de temperatura do painel e $daily$ é a curva diária de radiação solar.

Por fim, sabendo do arranjo dos elementos do sistema de distribuição contendo a geração distribuída fotovoltaica, foi criado um esquema simplificado, em forma de circuito elétrico, como o da Figura 26:

Figura 26: Rede de distribuição de energia elétrica.



Fonte: Autoria própria.

Na Figura 26 está ilustrada uma rede de distribuição de energia elétrica com a inserção da geração distribuída, no qual RDMT representa a rede de distribuição de média tensão, T representa o transformador abaixados, C representa o conjunto de cargas ligadas ao PAC e GD representa a geração distribuída fotovoltaica conectada ao sistema.

Concluída essa etapa, com as informações obtidas acerca do sistema de distribuição estudado, precisou-se obter as curvas de carga das unidades habitacionais a fim de tomá-las como dados de entrada, também, na simulação de toda a rede, no OpenDSS.

3.2 MODELAR AS CURVAS DE CARGA

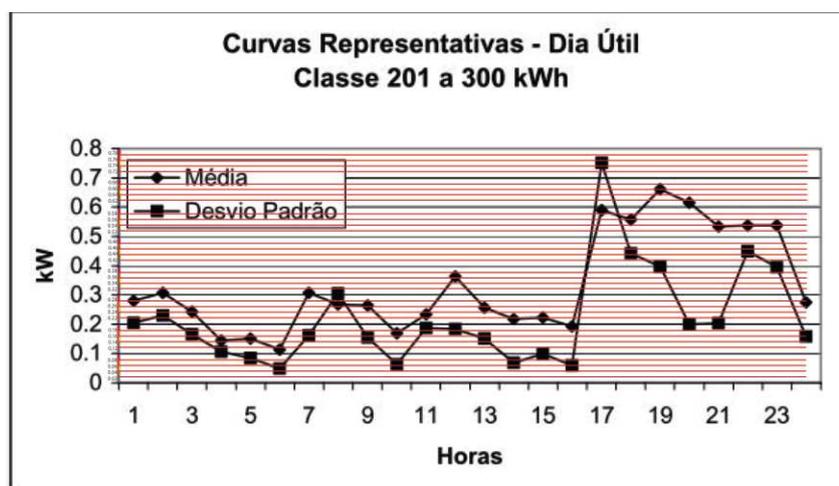
Uma das entradas na simulação do OpenDSS é a curva de carga referente a demanda consumida em cada unidade habitacional inserida na rede de distribuição. Sabendo que a análise do valor da tensão no PAC é realizada no intervalo de uma hora, durante 365 dias, é necessário obter os valores de demanda nesse mesmo período.

Tendo em vista os obstáculos existentes na obtenção de todos os valores mensais, é preciso, a partir de uma metodologia, por meio de curvas de carga de um mês de referência, estimar as curvas de carga dos demais meses do ano. A obtenção desses dados de parâmetro pôde ser feita com base em (FRANCISQUINI, 2006).

Dessa forma, foram encontradas três curvas de carga, referências a dias distintos de um mês (dia útil, sábado e domingo), em (FRANCISQUINI, 2006). Essas curvas foram obtidas por meio de uma pesquisa realizada pela ANEEL, com 7 consumidores residenciais, classificados na classe de consumo entre 201 e 300 kWh/mês.

Assim, para extrair os dados de demanda de forma mais precisa desses gráficos, criou-se eixos de demanda fazendo a subdivisão a cada dois valores já existentes. Na Figura 27 está ilustrada a curva de carga referente a um dia útil, de uma residência, com consumo mensal entre 201 e 300 kWh.

Figura 27: Curva de carga residencial dia útil.

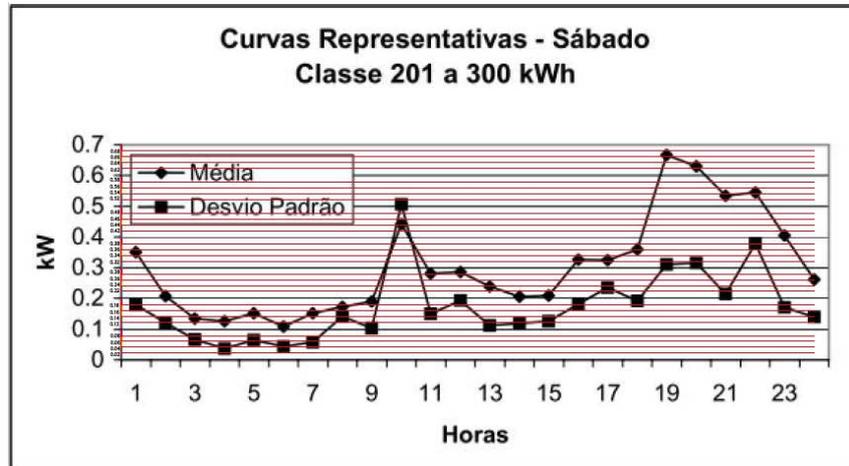


Fonte: Adaptado de FRANCISQUINI, 2006.

Com base na Figura 27 é possível observar que os valores de demanda estão classificados por sua média e desvio padrão. Assim, deve-se extrair os dados pertencentes a média para tomá-los como base para a metodologia a ser utilizada.

Na Figura 28 está ilustrada a curva de carga referente a um dia de sábado, pertencente a mesma residência da curva de carga anterior:

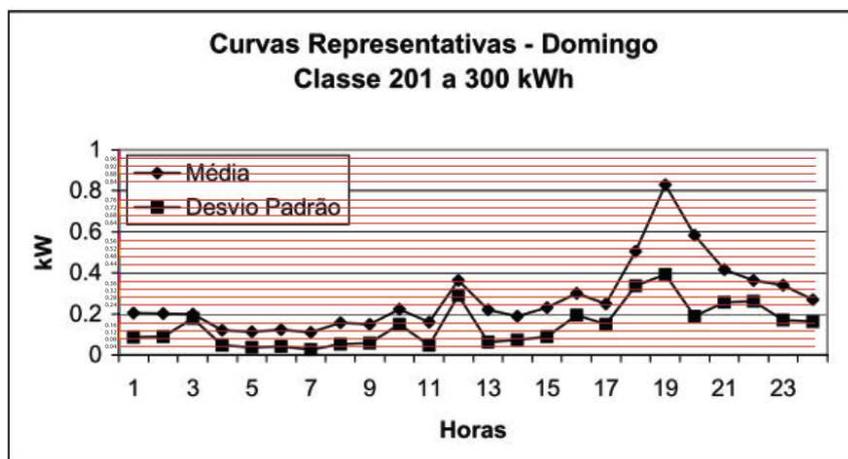
Figura 28: Curva de carga residencial sábado



Fonte: Adaptado de FRANCISQUINI, 2006.

A partir da Figura 28 é possível perceber a demanda, em kW, em função do tempo, em horas de um dia de sábado. Já na Figura 29 está ilustrada a curva de carga ao longo de um dia de domingo:

Figura 29: Curva de carga residencial domingo



Fonte: Adaptado de FRANCISQUINI, 2006.

Com base na Figura 29 deve-se coletar os dados de demanda referentes a média e considerá-los para todos os domingos de um mês. Os dados de demanda horária referentes aos

gráficos das imagens 27, 28 e 29 foram extraídos por meio da média e aproximados ao valor de demanda mais próximo, para que pudessem ser reconstruídos, de forma mais precisa.

Dessa forma, obteve-se, a partir dessas figuras, os dados da Tabela 10:

Tabela 2: Demanda típica janeiro

JANEIRO			
Hora	Dia útil (kW)	Sábado (kW)	Domingo (kW)
00:00	0,28	0,36	0,2
01:00	0,3	0,28	0,2
02:00	0,28	0,16	0,2
03:00	0,2	0,14	0,12
04:00	0,14	0,14	0,12
05:00	0,14	0,14	0,12
06:00	0,2	0,12	0,16
07:00	0,28	0,16	0,16
08:00	0,26	0,18	0,2
09:00	0,22	0,32	0,2
10:00	0,2	0,36	0,2
11:00	0,3	0,28	0,28
12:00	0,32	0,26	0,32
13:00	0,24	0,22	0,2
14:00	0,22	0,2	0,2
15:00	0,2	0,26	0,28
16:00	0,48	0,32	0,28
17:00	0,58	0,34	0,36
18:00	0,6	0,5	0,64
19:00	0,64	0,64	0,72
20:00	0,58	0,58	0,52
21:00	0,54	0,54	0,4
22:00	0,54	0,48	0,36
23:00	0,42	0,32	0,32
Média diária	8,16	7,3	6,76
Média mensal	243,92		

A partir da Tabela 10 é possível perceber o cálculo da demanda média mensal, em kW. Esse dado de demanda foi obtido por meio das somas das demandas médias diárias dos dias úteis, sábados e domingos presentes em um mês; neste caso, no mês de janeiro de 2020. Para o cálculo das demandas diárias desses dias, somou-se todas as demandas, durante as 24 horas de cada dia, obtendo-se para o dia útil 8,16 kW, para o sábado 7,3 kW e para o domingo 6,76 kW. Por fim, para o cálculo da demanda média mensal constatou-se que janeiro possui 23 dias úteis,

4 sábados e 4 domingos, dessa forma, multiplicou-se 8,16 kW por 23; 7,3 kW por 4; e 6,76 kW por 4. Somando todas essas três multiplicações, obteve-se o valor de 243,92 kW para a demanda média mensal de janeiro.

A partir dos dados da tabela acima, em (SILVA, 2021), foi desenvolvida uma metodologia para o cálculo das demandas dos demais meses. Para encontrar alguma relação do primeiro mês do ano com os demais, foram retirados, a partir de uma pesquisa de posses e usos desenvolvida pela PROCEL, os valores de demanda média mensal para os outros meses do ano, na região Nordeste, para a classe econômica residencial B2 (PROCEL, 2019). Na Tabela 11 estão ilustrados os coeficientes multiplicativos calculados para cada mês do ano.

Tabela 3: Cálculo coeficiente multiplicativo.

MÊS	DEMANDA MENSAL	DEMANDA DIÁRIA	COEF. MULTIPLICATIVO
Janeiro	184,55	5,95	1
Fevereiro	185,35	6,61	1,11
Março	185,71	5,99	1
Abril	186,29	6,20	1,04
Mai	181,06	5,84	0,98
Junho	185,55	6,18	1,03
Julho	178,13	5,74	0,96
Agosto	202,93	6,54	1,09
Setembro	185,81	6,19	1,04
Outubro	183,87	5,93	0,99
Novembro	190,59	6,35	1,06
Dezembro	190,74	6,15	1,03

Com base na Tabela 11 é possível observar que foi calculado um coeficiente multiplicativo para cada mês do ano. A partir das demandas médias mensais, obteve-se as demandas médias diárias de cada mês, dividindo a demanda mensal pela quantidade de dias que compõe cada mês, ilustradas na tabela 10. Assim, foi obtido um coeficiente de multiplicação, tomando como referência o dia do mês de janeiro; para isso, dividiu-se a demanda média diária de cada mês pela demanda média diária do mês de referência (janeiro). Dessa forma, foram obtidas as demandas típicas mensais do restante do ano (dia útil, sábado e domingo), multiplicando o fator de demanda característico de cada mês pelos valores de demanda diário, por hora, de janeiro.

Para a criação da curva de carga horária, mensal, de cada mês do ano, os valores de demanda dos dias úteis foram replicados pela quantidade de dias úteis de cada mês, bem

como os sábados e domingos. Assim, os vetores de demanda mensais variaram entre 696, 720 e 744 valores, referentes a quantidade de horas do mês de 29, 30 e 31 dias, respectivamente.

Com essas curvas de carga criadas, foi possível simular a rede de distribuição de energia elétrica estudada para cada mês do ano. Abaixo encontra-se a forma como cada curva de carga foi instanciada no OpenDSS:

```
New Loadshape.Demanda npts=696 interval=24  
~ mult=[file=demanda.csv]
```

Onde *npts* é o número de pontos presentes na curva, *interval* é o intervalo entre os pontos da curva em horas e *mult* é o vetor com os valores de demanda por hora.

4 RESULTADOS

4.1 RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DAS TENSÕES NO PAC COM A MUDANÇA DO TAP DO TRANSFORMADOR

Partindo do princípio de que o software OpenDSS simula sistemas de distribuição de energia elétrica por meio de linhas de código, necessitou-se modelar todos os elementos e seus respectivos parâmetros linha a linha.

A partir da modelagem completa do sistema no programa, pôde-se gerar os valores de tensão no PAC, mês a mês, sem e com a geração distribuída. Para uma análise mais completa do comportamento do sistema após a mudança de tap e da potência do transformador, foram retirados em (SILVA, 2021) os gráficos de tensão do PAC antes dessas alterações.

Os dados de entrada no software, além dos parâmetros dos elementos como transformador, linha, carga e unidade geradora, foram as curvas de demanda, radiação solar e temperatura máxima, em função do tempo, em horas, durante o ano de 2020. Ou seja, 8784 valores de cada variável dessas últimas, separados por mês. Após a obtenção dos gráficos de tensão no trecho 9, estes foram reproduzidos, de forma mais organizada, no software Matlab.

Cada mês possui 6 gráficos – tensão no PAC sem GDF; tensão no PAC sem GDF e com tap na posição 2; tensão no PAC sem GDF e com tap na posição 3; tensão no PAC com GDF; tensão no PAC com GDF e com tap na posição 2; tensão no PAC com GDF e com tap na posição 3 – os quais contêm os valores de tensão, em volts, no PAC, em função do tempo, em horas, de acordo com a configuração do sistema. É importante salientar que a posição 1 do tap do transformador já representa a tensão nominal do primário, logo, não se enxerga alterações na tensão do secundário.

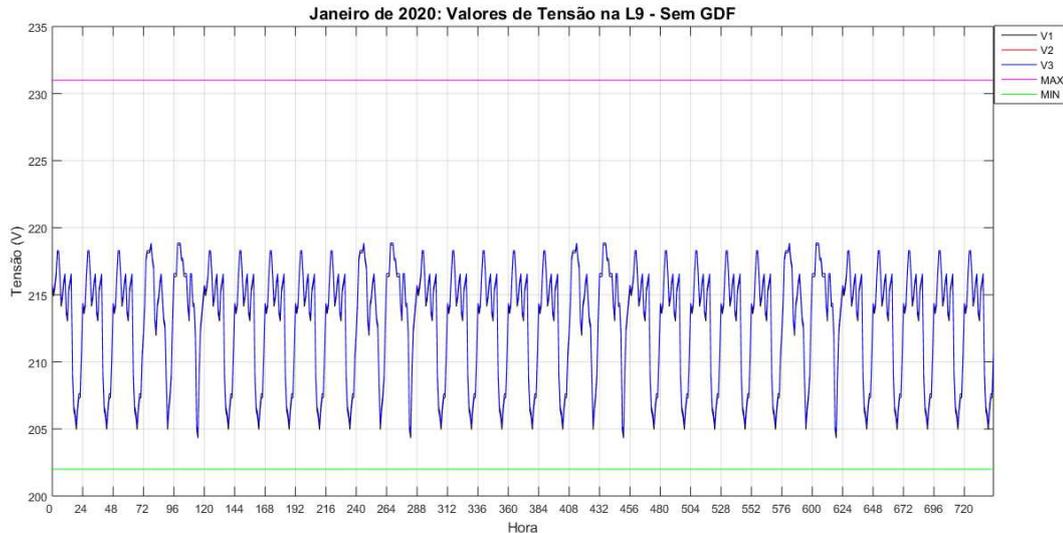
Abaixo encontram-se os resultados das simulações, organizados mensalmente.

4.1.1 JANEIRO

Para esse mês, a tensão no PAC foi simulada em seis cenários distintos. A diferença nas configurações do sistema permite uma análise mais detalhada da influência da inserção da geração distribuída fotovoltaica na rede de distribuição, bem como da modificação do tap do transformador.

Na Figura 30 está ilustrado o comportamento da tensão na linha 9 (PAC) sem a unidade geradora, durante um mês, em função do tempo.

Figura 30: Janeiro - Tensão no PAC - Sem GDF – Tap 1.



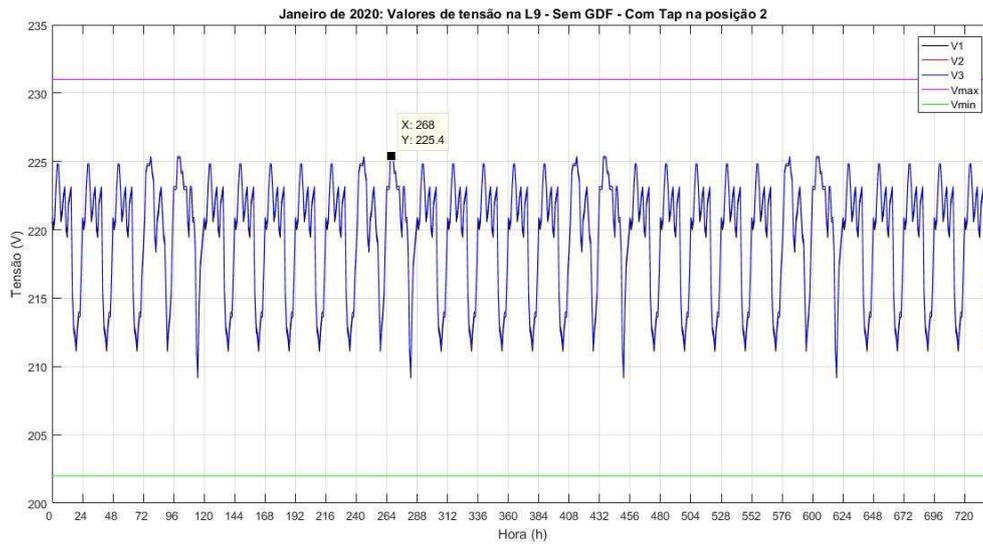
Fonte: SILVA, 2021.

Com base na Figura 30 é possível observar que, nesse gráfico, o tap do transformador se manteve na posição 1. É possível perceber, também, que as tensões das três fases estão em equilíbrio e seu valor de pico é de, aproximadamente, 219 V. Apesar de estarem um pouco abaixo da tensão esperada, que é 220 V, os limites da ANEEL ($202\text{ V} < V < 231\text{ V}$) não estão sendo ultrapassados. Ademais, esse pequeno afundamento na tensão já era esperado, tendo em vista a existências de perdas durante toda a linha de distribuição, por meio do efeito *joule*.

Nesse e nos gráficos seguintes, a linha na cor magenta representa o limite máximo de tensão permitido pela ANEEL, que é igual a 231 V, denominado V_{max} ; já a linha na cor verde representa o limite mínimo de tensão, igual a 202 V, denominado V_{min} . As curvas nas cores preta, vermelha e azul representam as tensões na fase 1, 2 e 3 do PAC, e são denominadas de V1, V2 e V3, respectivamente.

Após realizar a simulação da rede de distribuição com o tap do transformador na posição 1, modificou-se o tap do transformador abaixador para a posição 2. Na Figura 31 está ilustrado o aumento de tensão no PAC, após essa alteração.

Figura 31: Janeiro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap2.

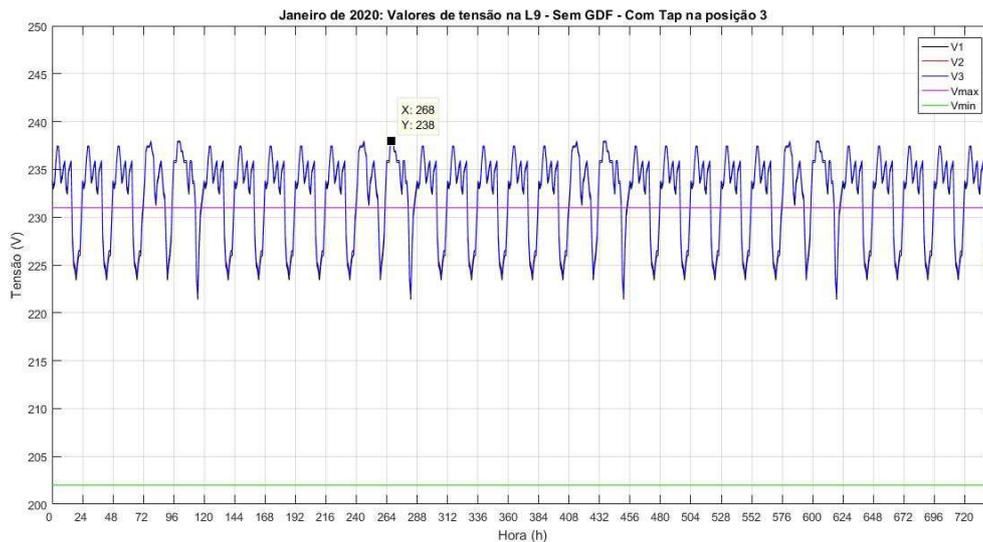


Fonte: Autoria própria.

Com base na Figura 31 é possível observar uma elevação na tensão do PAC, com o pico alcançando 225,4 V. Um aumento de 6,4 V em relação a tensão com o tap na posição 1. Como a relação de espiras entre o primário e o secundário do transformador foi alterada, a tensão de saída é modificada, visto que a tensão de entrada e saída nesse equipamento são proporcionais aos números de espiras em cada bobina. Apesar dessa elevação nas tensões das três fases, os limites da ANEEL não foram extrapolados.

Seguidamente, configurou-se o tap no primário do transformador para a posição 3. Na Figura 32 está ilustrado o comportamento da tensão no PAC em função do tempo.

Figura 32: Janeiro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap3.



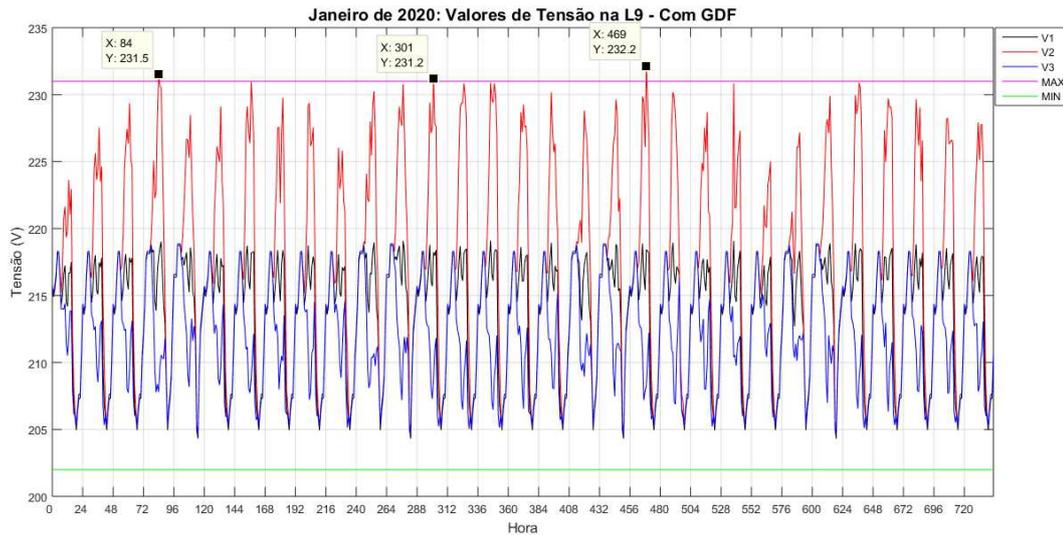
Fonte: Autoria própria.

Baseando-se na Figura 32, é possível observar que o equilíbrio entre as fases permaneceu, porém o pico de tensão no PAC aumentou ainda mais, chegando a 238 V, pela alteração na relação de espiras do transformador. Em relação a posição 2 do tap, a tensão aumentou de 12,6 V; já em relação ao sistema com o transformador com o tap na posição 1, o aumento na tensão foi de 19 V, ultrapassando, dessa forma, o limite de tensão máximo permitido pela ANEEL (231 V).

Portanto, quando a rede de distribuição de energia elétrica não possui gerações distribuídas fotovoltaicas inseridas, devido ao afundamento de tensão causado pelo excesso de cargas no sistema, recomenda-se o ajuste do tap do primário do transformador na posição 2 (13200 V), visto que há uma elevação de tensão, porém, de forma a permanecer entre os limites impostos pela ANEEL e, por conseguinte, não prejudicar os equipamentos elétricos e eletrônicos pertencentes as unidades habitacionais ligadas a rede de distribuição.

Com a inserção da GDF na fase 2 da rede de distribuição, há um desequilíbrio entre essa fase e as demais. Na Figura 33 está ilustrado o comportamento da tensão no PAC, devido a presença de módulos fotovoltaicos conectados a linha 9.

Figura 33: Janeiro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 1.

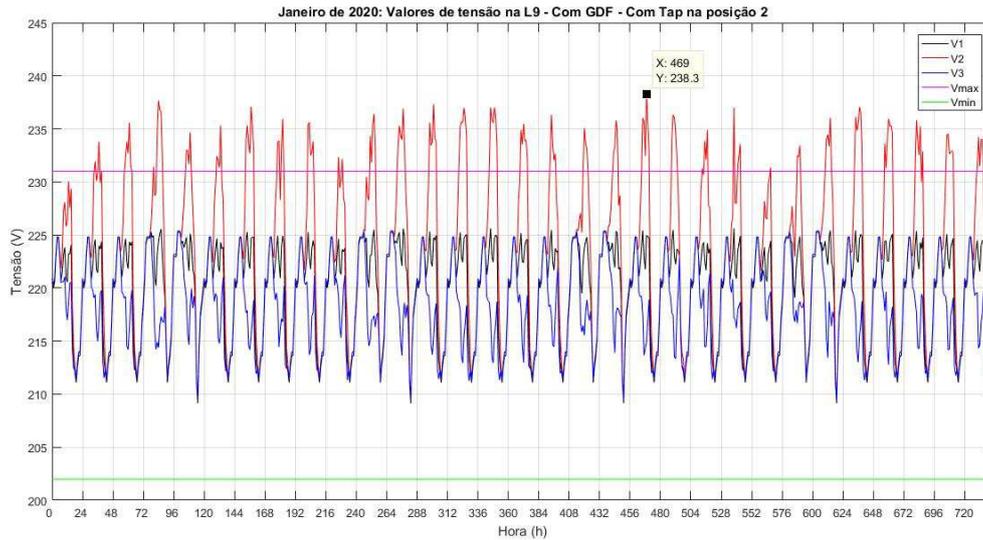


Fonte: SILVA, 2021.

A partir da Figura 33 é possível perceber que, além desse desequilíbrio, a fase 2 teve uma elevação de tensão brusca, alcançando 232,2 V de pico, fase na qual a unidade geradora está conectada. Essa alteração é causada pela injeção de potência ativa na rede em razão da geração distribuída de energia elétrica. Nesse caso, como as perdas diminuem e a tensão aumenta, a tensão máxima permitida pela ANEEL pode ser ultrapassada, o que aconteceu para essa configuração, por exemplo. Além disso, essa sobretensão pode acarretar danos aos equipamentos elétricos pertencentes as unidades habitacionais.

Sem a presença dos módulos fotovoltaicos conectados à rede de distribuição, a melhor configuração para o sistema é com o transformador posicionado no tap 2, como verificado na Figura 28. Dessa forma, foi simulada a tensão no PAC, com a inserção da unidade geradora, nessa posição de tap. Abaixo, na figura 34, estão apresentados os resultados desse caso.

Figura 34: Janeiro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 2.

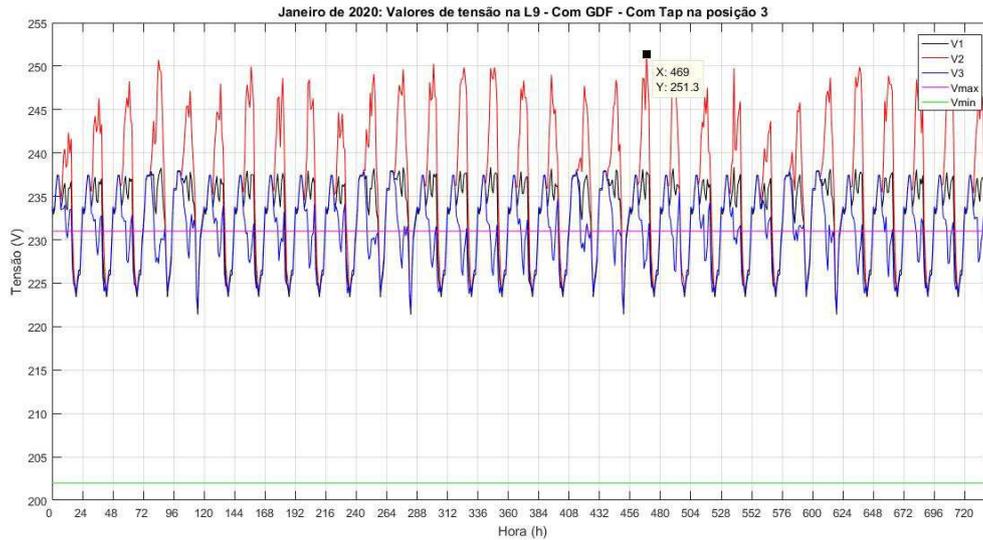


Fonte: Autoria própria.

Por meio da Figura 34 é possível perceber que a tensão elevada, na fase 2, em razão da inserção da GDF, se eleva ainda mais com o transformador posicionado no tap 2, podendo chegar a 238,3 V. Ou seja, com esse equipamento nessa configuração, há um aumento de 6,1 V em relação ao valor do PAC de 232,2 V, referente ao transformador com o tap na posição 1. Portanto, é perceptível que, conforme haja a diminuição da tensão no primário do transformador, de acordo com a posição do tap, maior será a tensão no secundário.

Esse fato pode ser comprovado na Figura 35, na qual ilustra as tensões na linha 9 devido à mudança do tap do transformador para a posição 3.

Figura 35: Janeiro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 3.



Fonte: Autoria própria.

. Com base na Figura 35, é possível perceber que o pico de tensão na fase 2 chega a 251,3 V; 13 V a mais do que o pico de tensão do sistema configurado no tap 2; e 19,1 V a mais do que o pico de tensão do sistema com o tap na posição 1.

Nota-se, dessa forma, que a tensão na fase 2 ultrapassa 20,3 V do limite de tensão máximo permitido pela ANEEL (231 V); já as demais fases ultrapassam, aproximadamente, 6,5 V.

Assim, com a inserção da GDF na rede de distribuição, não se recomenda modificar o tap do transformador para as posições 2 e 3, em virtude das sobretensões que essas alterações causam, devido aos prejuízos que poderão ser causados aos equipamentos eletroeletrônicos conectados, principalmente, a fase 2, na qual está conectada a unidade geradora. Já sem a GDF conectada à rede de distribuição, recomenda-se modificar o tap do transformador para a posição 2, pois essa configuração permite que a tensão no PAC se eleve, a fim de compensar o afundamento de tensão, devido as perdas nos condutores.

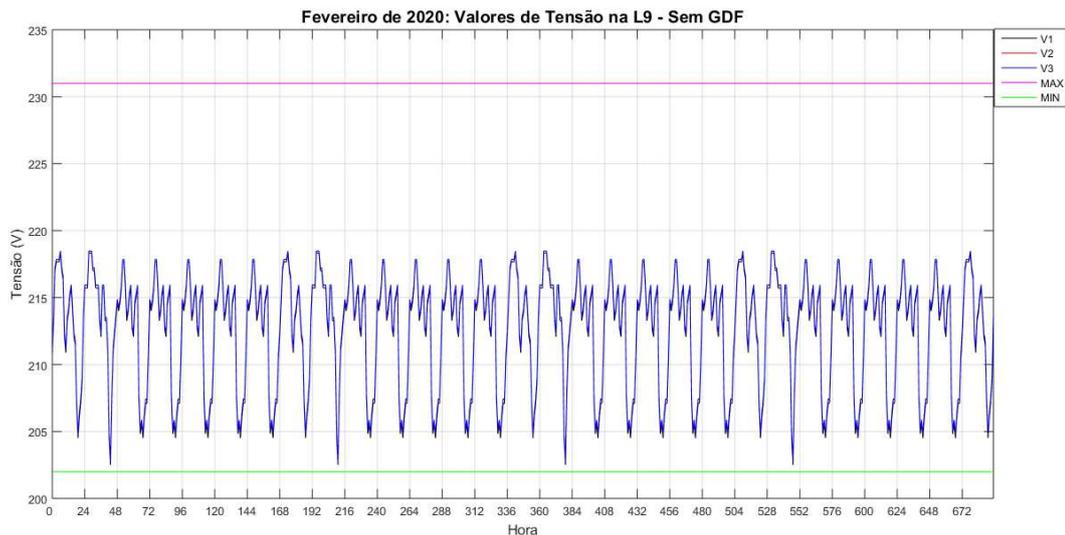
4.1.2 FEVEREIRO

Para o mês de fevereiro obteve-se os mesmos gráficos, de pico de tensão no PAC, em função do tempo, para a rede de distribuição sem e com geração distribuída fotovoltaica; e sem

e com alteração do tap do transformador. Sendo assim, todas as análises são semelhantes as realizadas durante o mês de janeiro.

Na Figura 36 estão ilustradas as variações de tensão, em função do tempo, no trecho 9 da rede de distribuição estudada, sem GDF e sem alteração do tap do transformador. Nota-se que a tensão de pico chega a 218,5 V, encontrando-se um pouco abaixo de 220 V, tensão essa que deveria ser entregue aos consumidores. Apesar disso, esse valor não ultrapassa os limites da ANEEL, não causando, dessa forma, algum problema para as unidades habitacionais.

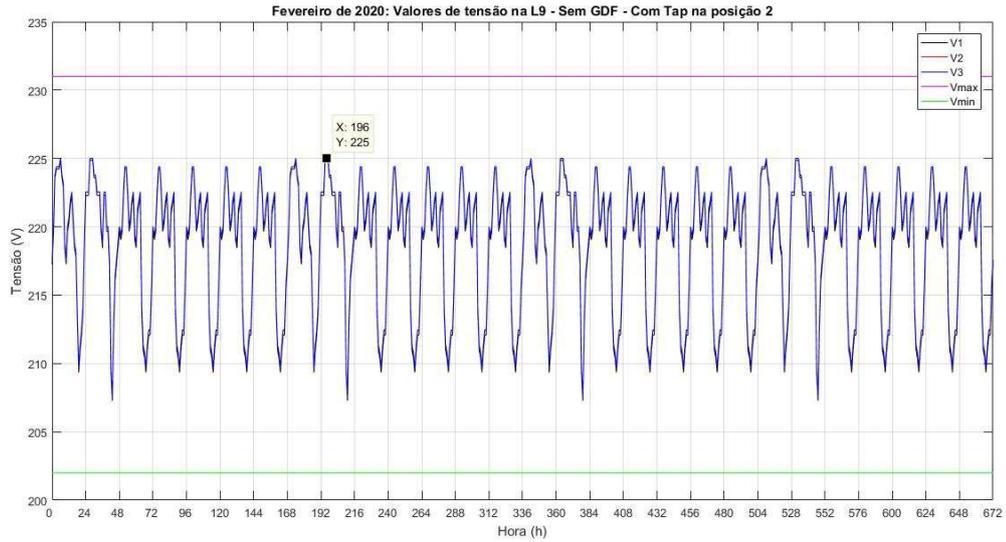
Figura 36: Fevereiro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 1.



Fonte: SILVA, 2021.

Quando se configura o tap do transformador para a posição 2, Figura 37, o pico de tensão chega a 225 V; 6,5 V a mais do que a análise anterior. Apesar disso, o limite da ANEEL não é excedido, tornando, dessa forma, um valor de tensão aceitável no PAC, visto que, o afundamento ocasionado pelo excesso de cargas foi solucionado.

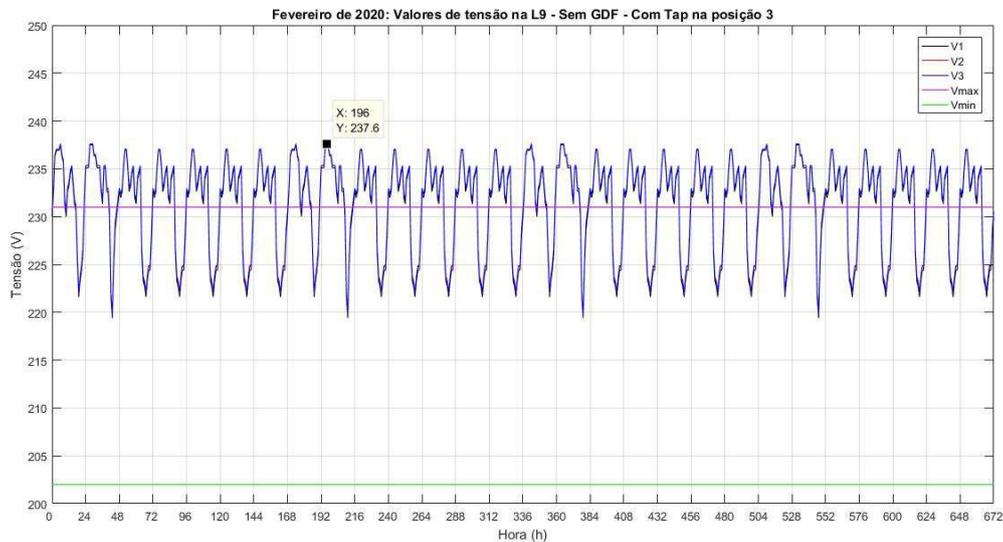
Figura 37: Fevereiro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 2.



Fonte: Autoria própria.

Porém, ao ser posicionado no tap 3, a tensão no trecho 9, em fevereiro, sobe para 237,6 V, extrapolando os limites da ANEEL, como mostrado na Figura 38. Comparando esse valor de tensão ao pico ocasionado quando o transformador se encontrava no tap 2, houve um aumento de 12,6 V. Já quando comparado ao valor de tensão do sistema sem alteração de tap, o aumento é de 19,1 V. Dessa forma, a concessionária corre o risco de pagar multa, pela sobretensão na rede.

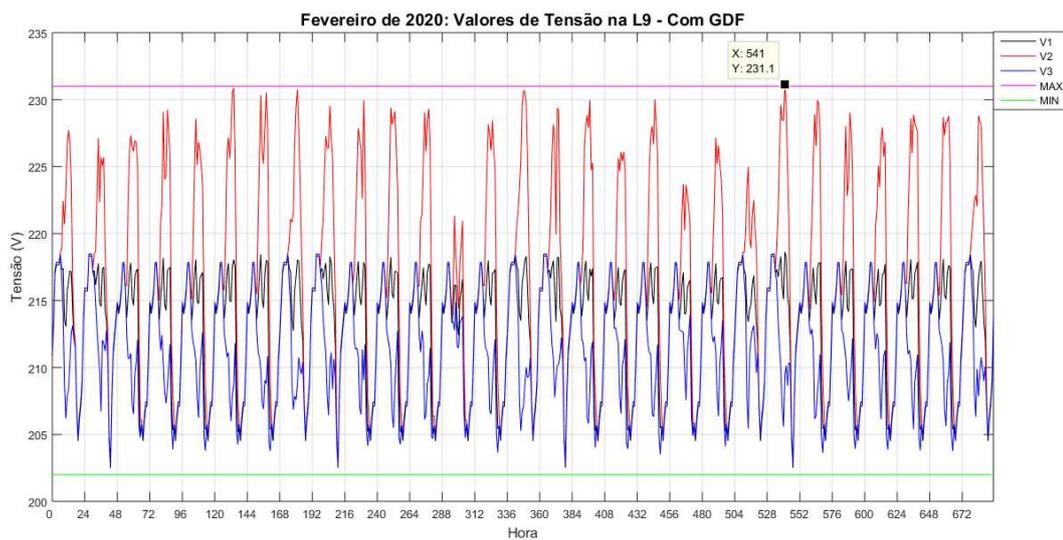
Figura 38: Fevereiro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 3.



Fonte: Autoria própria.

Com a inserção da geração distribuída fotovoltaica, o valor de tensão do Ponto de Acoplamento Comum, com o tap do transformador na posição 1, chega a 231,1 V, como mostrado na Figura 39, além disso, a fase 2 se encontra em desequilíbrio, em relação as demais, devido a instalação da unidade geradora. É possível perceber que, semelhantemente ao mês de janeiro, essa unidade por si só, já é responsável por uma elevação de tensão considerável, na qual extrapola os limites da ANEEL.

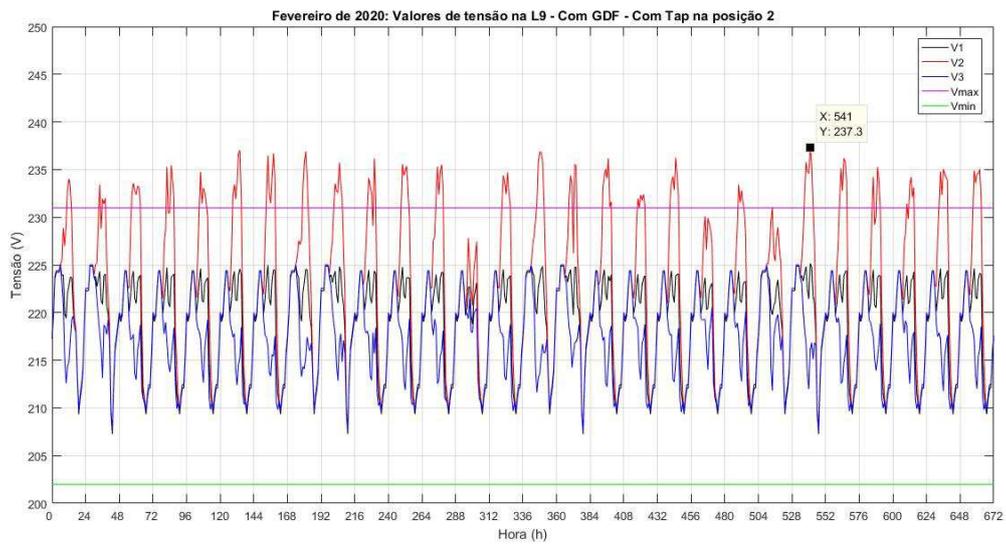
Figura 39: Fevereiro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 1.



Fonte: SILVA, 2021.

Na Figura 40 está ilustrado o pico de tensão no PAC com o transformador no tap 2, com valor de 237,3 V, aumento equivalente a 6,2 V ao pico do sistema com geração distribuída com o tap na posição 1.

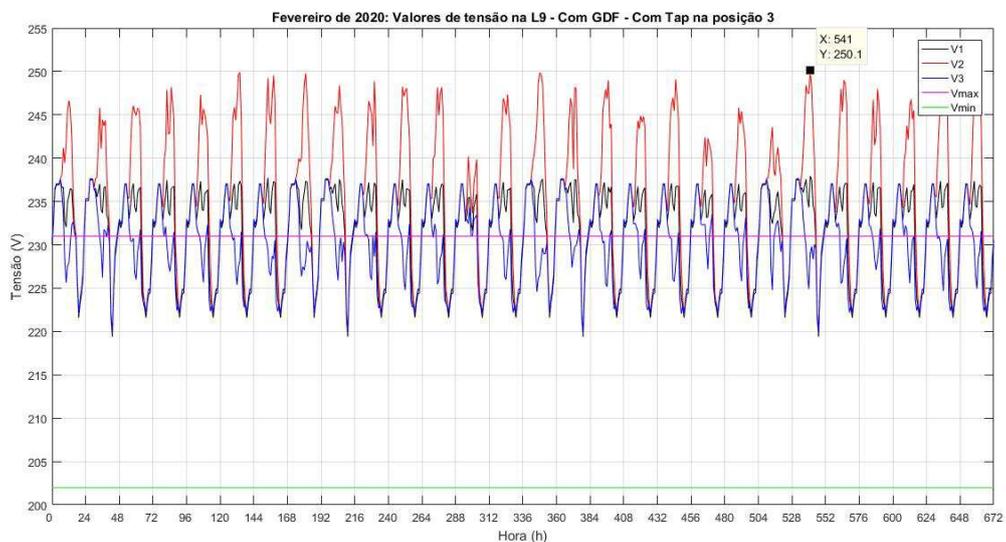
Figura 40: Fevereiro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 2.



Fonte: Autoria própria.

Quando o transformador é configurado na posição 3, a tensão no trecho 9 chega a 250,1 V, como está ilustrado na Figura 41. Valor esse mais alto de 12,8 V o pico com o tap 2; e de 20 V com relação ao pico com o sistema com o primário do transformador no valor nominal, de 13800 V. Conforme o mês de janeiro, a tensão no PAC com o tap posicionado no 3, em fevereiro, torna-se inaceitável dentre os limites estabelecidos pela ANEEL.

Figura 41: Fevereiro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 3.

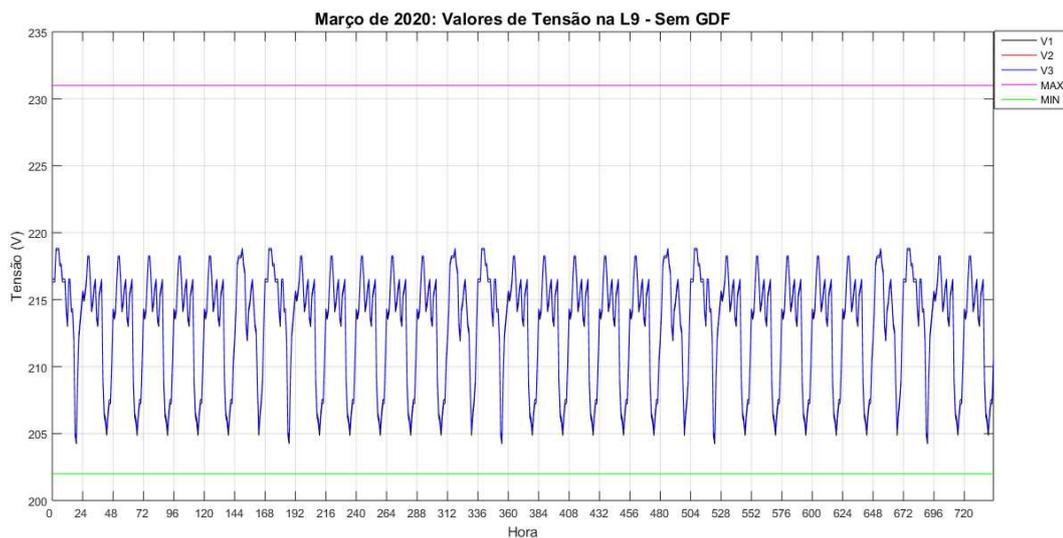


Fonte: Autoria própria.

4.1.3 MARÇO

Para o mês de março, igualmente aos anteriores, foram simuladas seis configurações da rede de distribuição de energia elétrica estudada, iguais aos meses anteriores. A primeira se caracteriza pela ausência da geração distribuída fotovoltaica, e pela alteração no tap do transformador para posição 1. Na Figura 42 está ilustrado o valor de pico atingido no PAC nessa configuração, equivalente a 218,9 V.

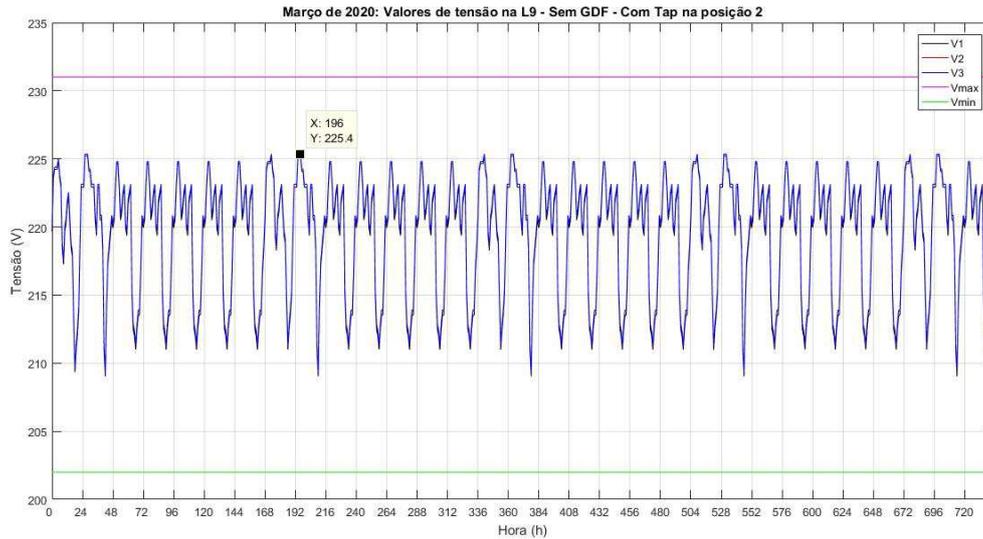
Figura 42: Março - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 1.



Fonte: SILVA, 2021.

Na Figura 43 está ilustrado o sistema de distribuição sem a GDF e com o tap do transformador em 2. Dessa forma, obteve-se o pico de tensão na linha 9, equivalente a 225,4 V; 6,5 V a mais em relação a configuração anterior, não ultrapassando os limites de tensões estabelecidos pela ANEEL.

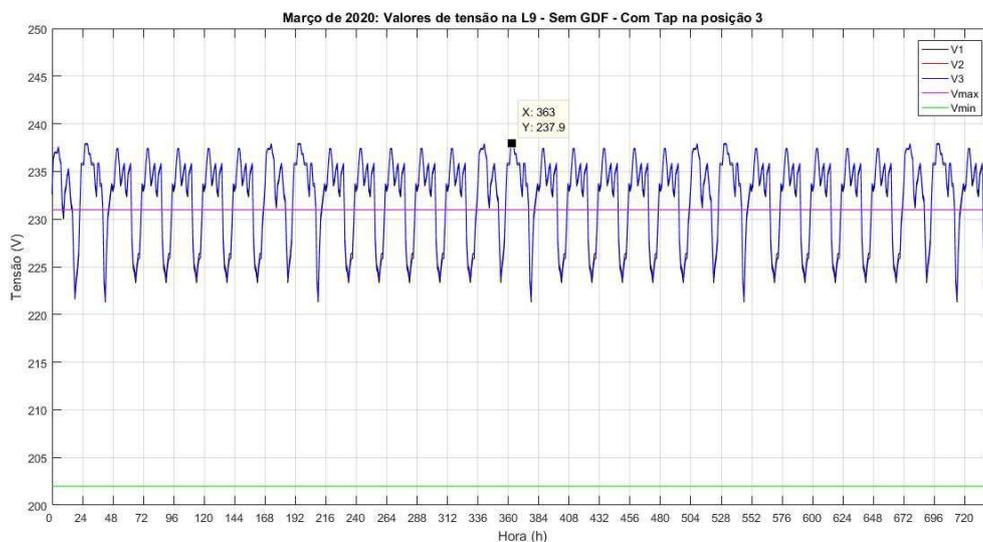
Figura 43: Março - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 2.



Fonte: Autoria própria.

Já na Figura 44 está ilustrada a tensão de pico quando o tap do transformador se encontra na posição 3, sendo 237,9 V. Esse pico é maior que o anterior (tap na posição 2) em 12,5 V, ultrapassando, dessa forma, os limites de tensão da ANEEL.

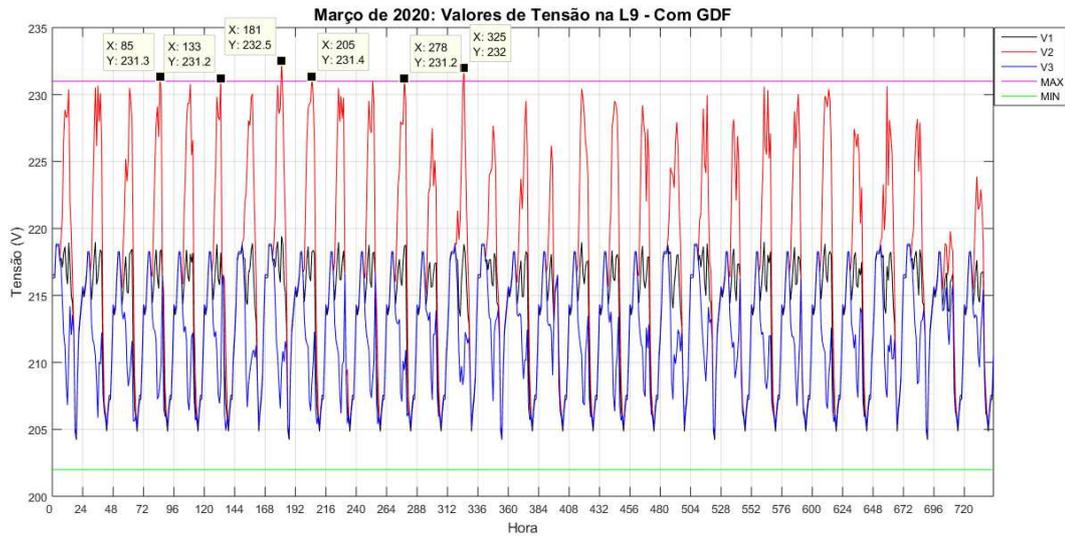
Figura 44: Março - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 3.



Fonte: Autoria própria.

Com a inserção da geração distribuída fotovoltaica no sistema, com o tap na posição 1, o pico de tensão no PAC chega a 232,5 V. Em relação ao sistema sem a GDF, a tensão aumentou de 13,6 V, extrapolando, assim, os limites da ANEEL, como está ilustrado na Figura 45.

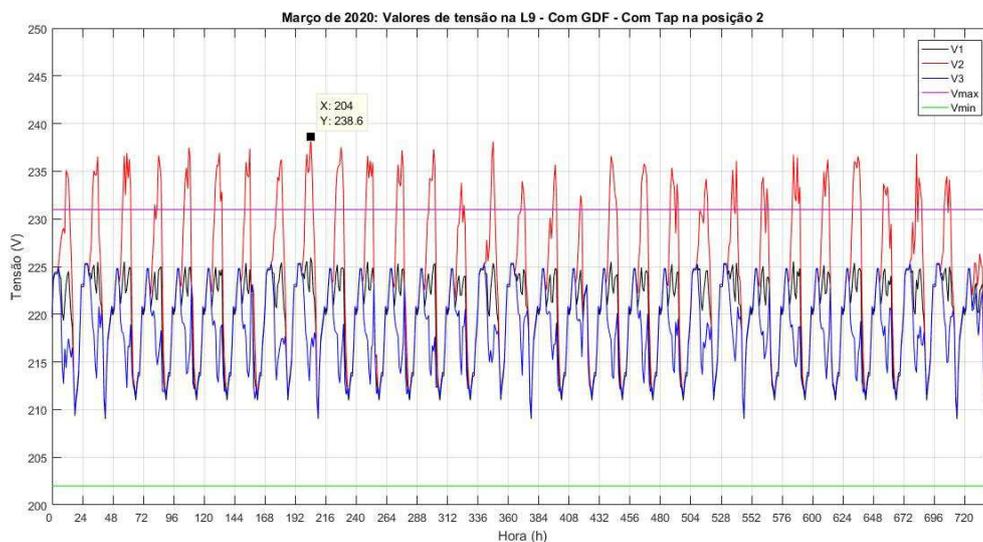
Figura 45: Março - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 1.



Fonte: SILVA, 2021.

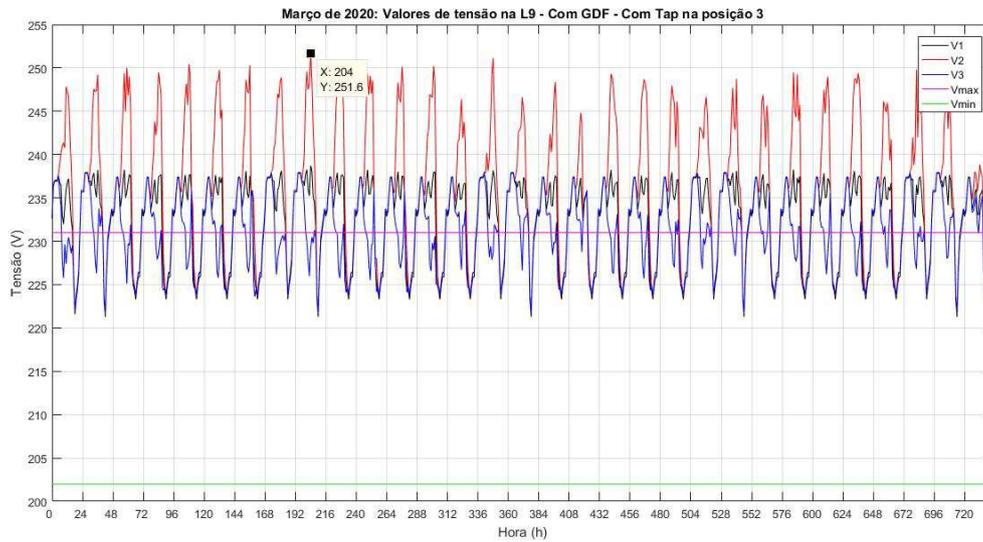
Modificando o tap do transformador para a posição 2, o pico de tensão chega a 238,6 V, como ilustrado na figura 46. Já com o tap na posição 3, esse pico alcança 251,8 V, como ilustra a Figura 47. Dessa forma, todas as três configurações da rede de distribuição, após a inserção da GDF, possuem valor de pico de tensão no PAC que ultrapassam os limites preestabelecidos pela ANEEL. Além disso, elas apresentam desequilíbrio na fase 2.

Figura 46: Março - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 2.



Fonte: Autoria própria.

Figura 47: Março - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 3.

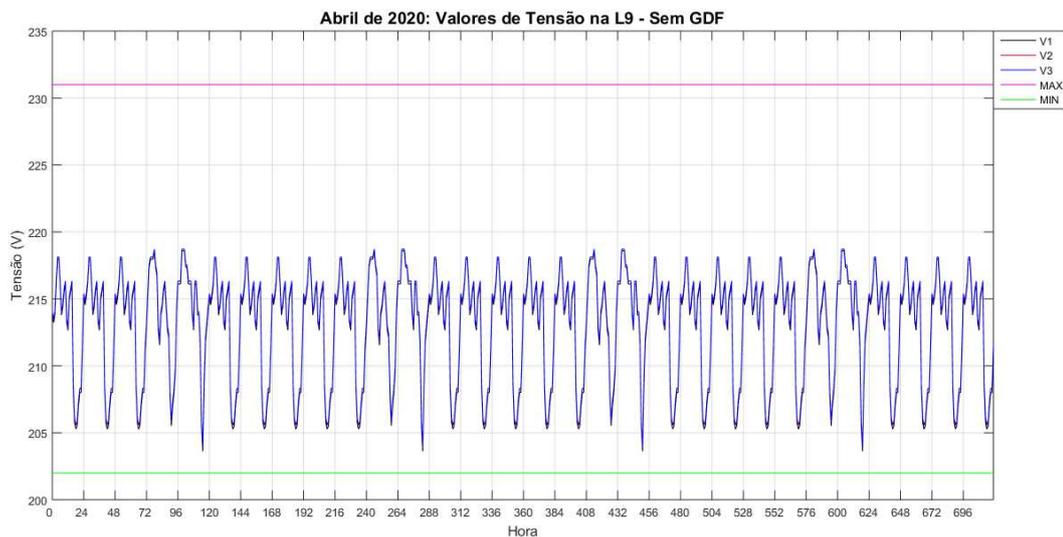


Fonte: Autoria própria.

4.1.4 ABRIL

Para o mês de abril, foram simulados os valores de pico de tensão no PAC para o sistema sem e com a GDF. Na Figura 48 está ilustrado o comportamento da tensão na linha 9 em função do tempo, em que seu pico chega a 218,8 V, sem a geração distribuída fotovoltaica e com tap do transformador na posição 1.

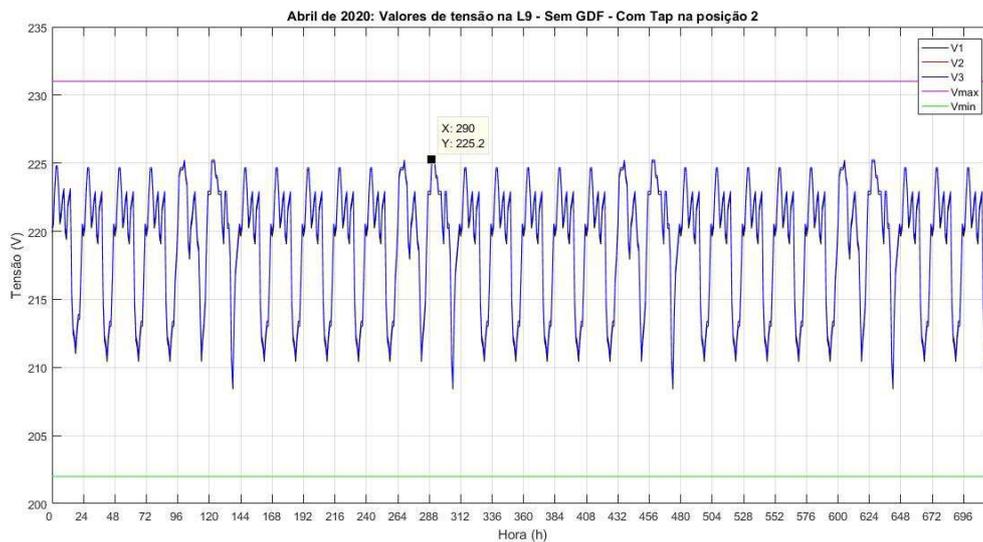
Figura 48: Abril - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 1.



Fonte: SILVA, 2021.

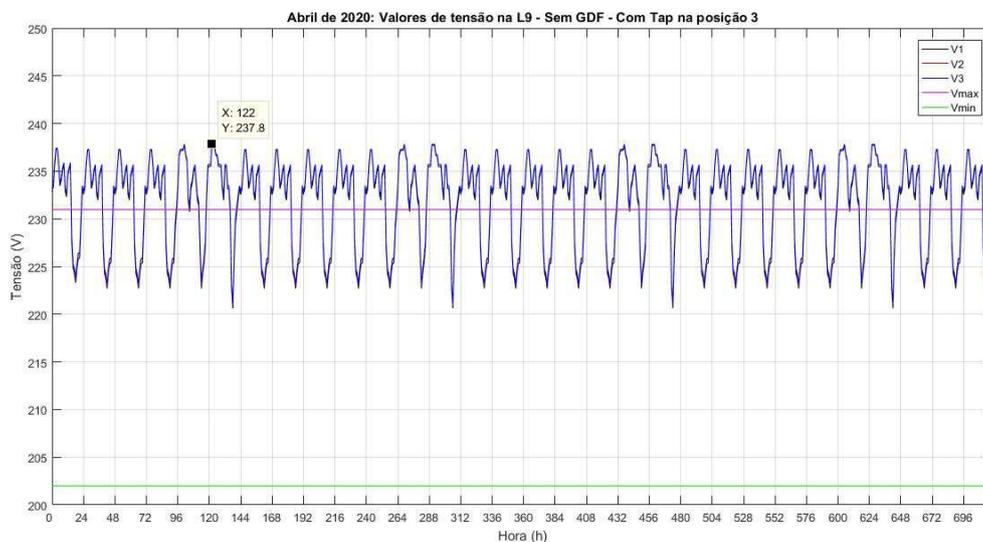
Quando modifica-se o tap do transformador para a posição 2, o pico de tensão no PAC chega a 225,2 V, como está ilustrado na figura 49. Já, quando esse tap se encontra na posição 3, há uma elevação de tensão maior, chegando a 237,8 V, ultrapassando os limites da ANEEL, como ilustra a Figura 50.

Figura 49: Abril - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 2.



Fonte: Autoria própria.

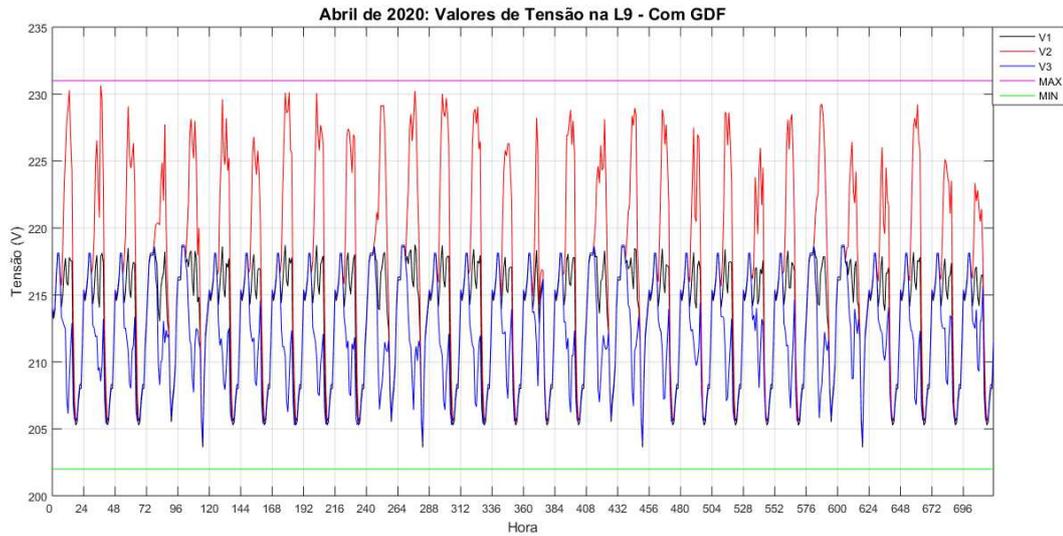
Figura 50: Abril - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 3.



Fonte: Autoria própria.

Com a inserção da unidade geradora na linha 9, mantendo-se o tap do transformador na posição nominal, o pico de tensão no PAC chega a 230,8 V, não ultrapassando os limites da ANEEL, como mostrado na Figura 51.

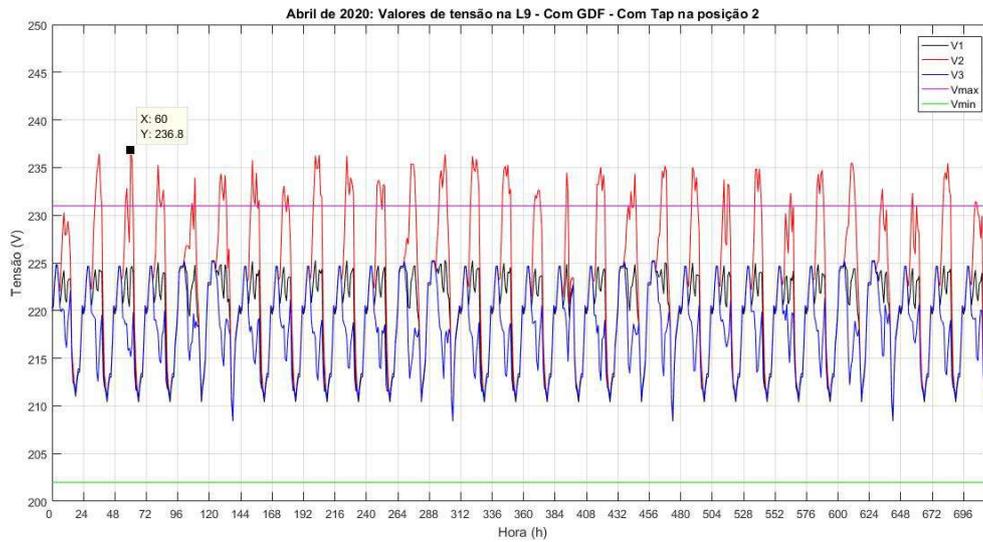
Figura 51: Abril - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 1.



Fonte: SILVA, 2021.

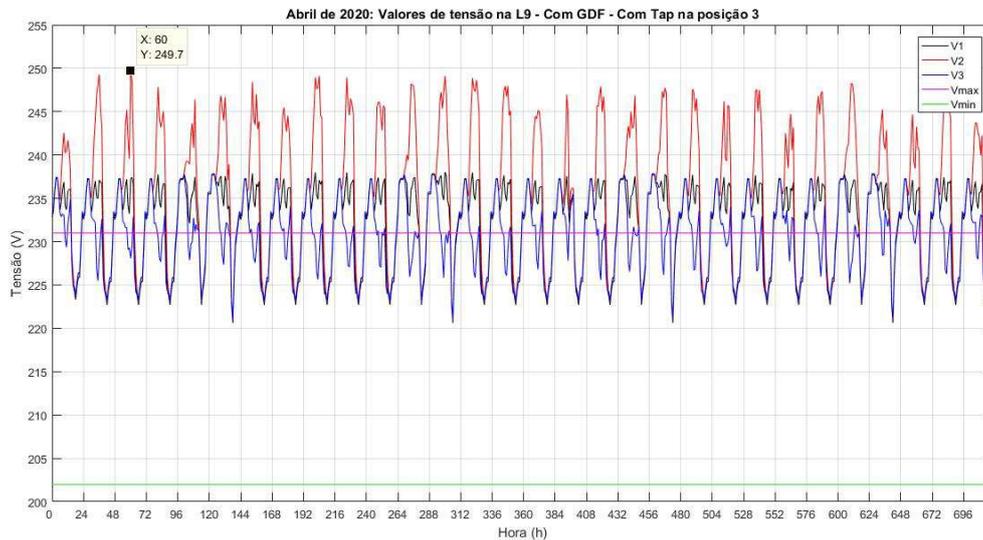
Quando modifica-se o tap do transformador para posição 2, a tensão máxima na linha 9 se eleva para 236,8 V, como ilustra a Figura 52. Já com o tap na posição 3, essa tensão chega a 249,7 V, demonstrada na figura 53. Essas duas modificações permitem que os limites da ANEEL sejam ultrapassados.

Figura 52: Abril - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 2.



Fonte: Autoria própria.

Figura 53: Abril - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 3.

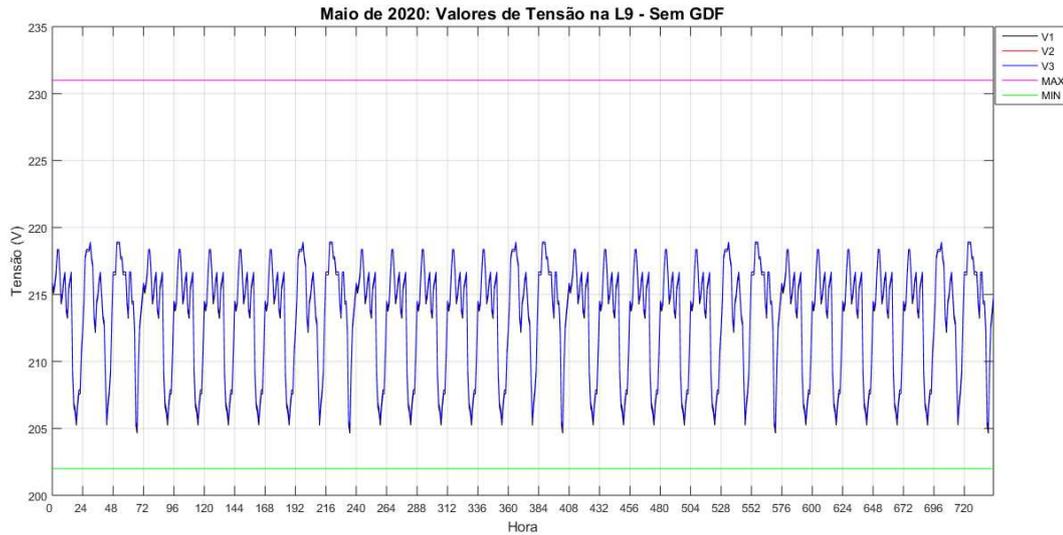


Fonte: Autoria própria.

4.1.5 MAIO

Para o mês de maio, é perceptível um comportamento semelhante aos meses anteriores, nos picos de tensões no PAC para o sistema sem e com a GDF. Na Figura 54 está ilustrado o comportamento da tensão na linha 9 em função do tempo, em que seu pico chega a 219 V, sem a geração distribuída fotovoltaica e com o tap do transformador na posição 1.

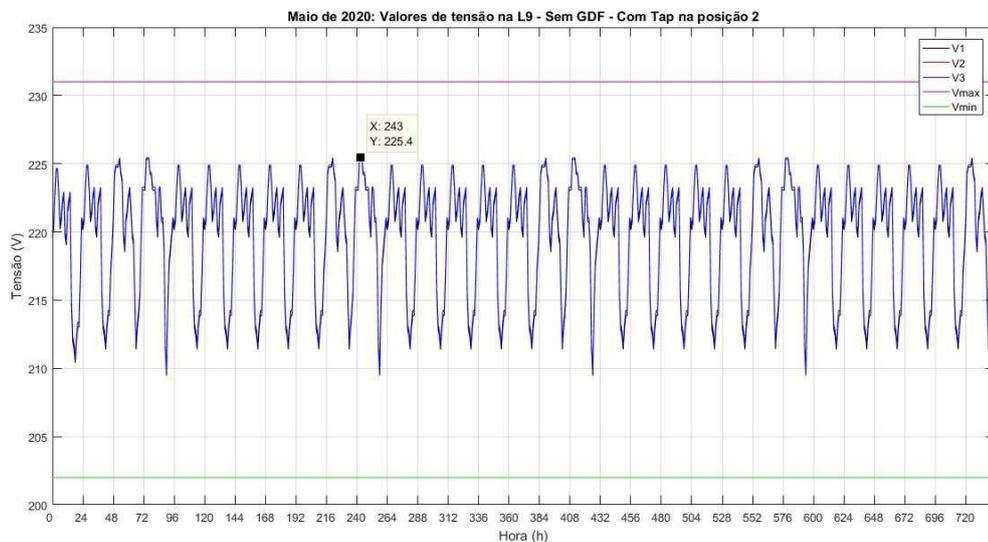
Figura 54: Maio - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 1.



Fonte: SILVA, 2021.

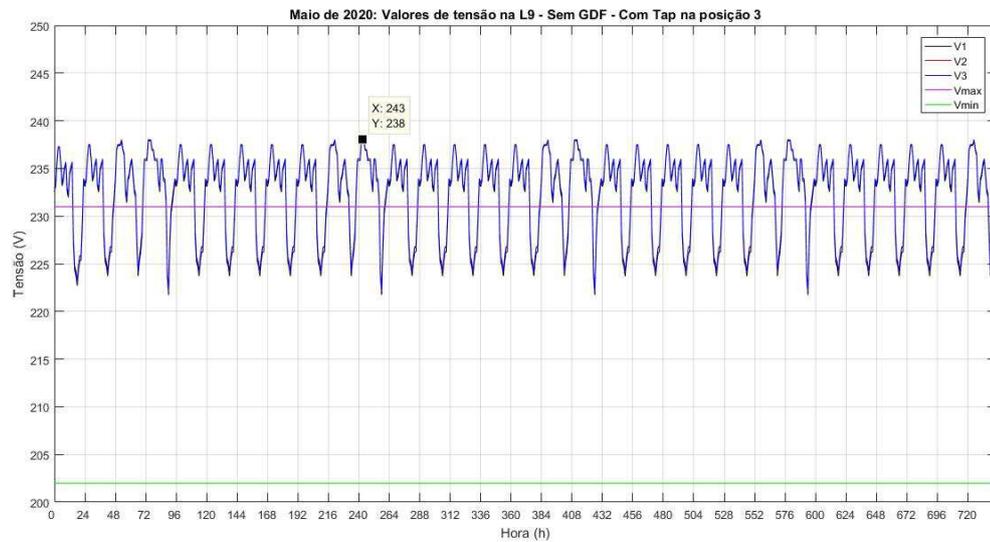
Quando modifica-se o tap do transformador para a posição 2, o pico de tensão no PAC chega a 225,4 V, como está ilustrado na Figura 55. Quando esse tap se encontra na posição 3, há uma elevação de tensão maior, chegando a 238 V, ultrapassando os limites da ANEEL, como ilustra a Figura 56.

Figura 55: Maio - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 2.



Fonte: Autoria própria.

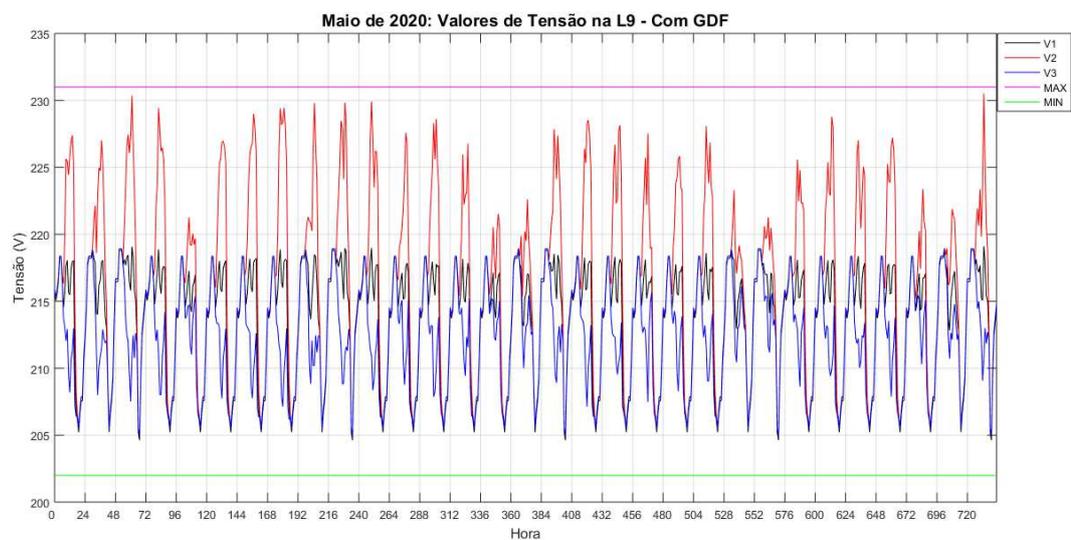
Figura 56: Maio - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 3.



Fonte: Autoria própria.

Com a inserção da unidade geradora na linha 9, mantendo-se o tap do transformador na posição nominal, o pico de tensão no PAC chega a 230,5 V, não ultrapassando os limites da ANEEL, como mostrado na Figura 57.

Figura 57: Maio - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 1.

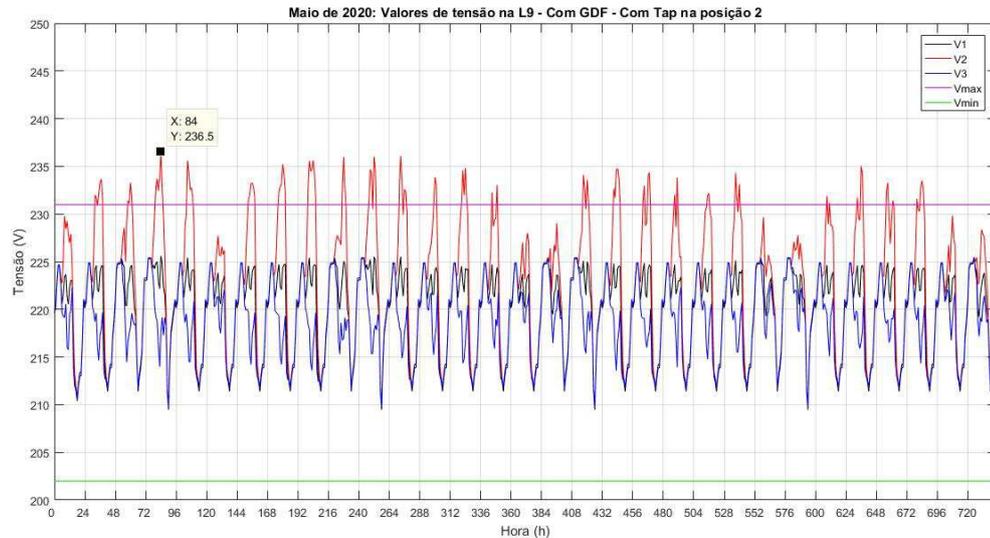


Fonte: SILVA, 2021.

Quando modifica-se o tap do transformador para posição 2, a tensão máxima no trecho 9 se eleva para 236,5 V, como ilustra a Figura 58. Já com o tap na posição 3, essa tensão chega

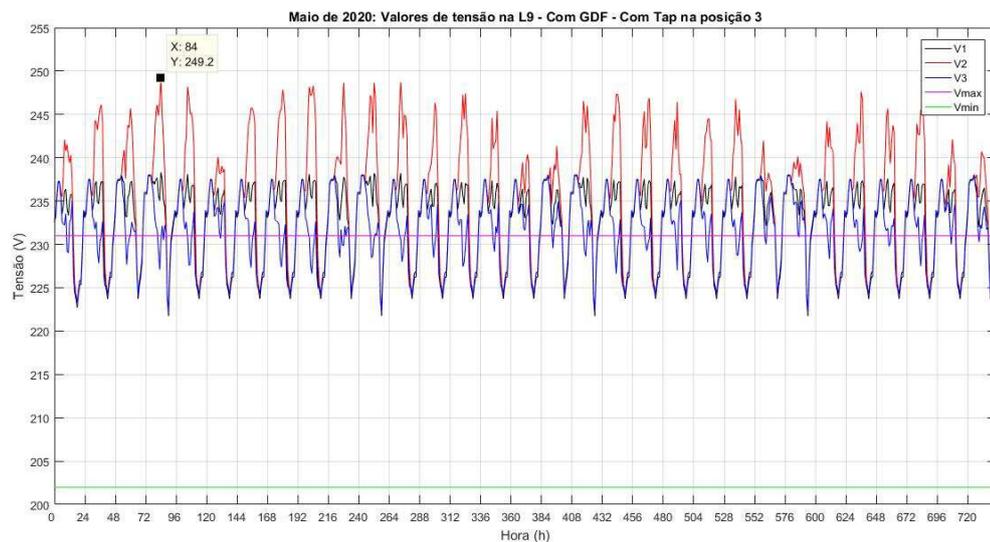
a 249,2 V, demonstrada na Figura 59. Essas duas modificações permitem que os limites da ANEEL sejam ultrapassados.

Figura 58: Maio - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 2.



Fonte: Autoria própria.

Figura 59: Maio - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 3.



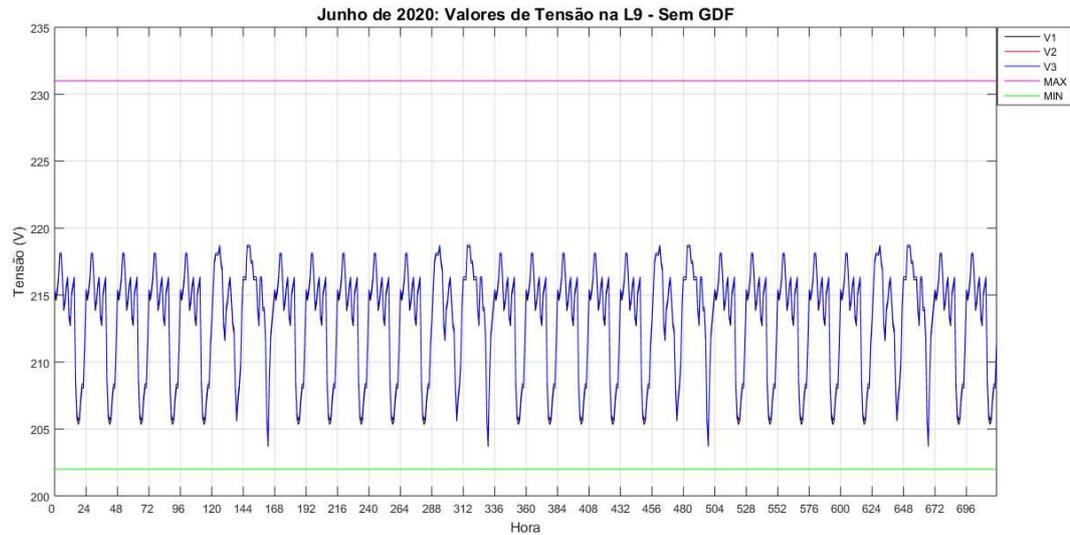
Fonte: Autoria própria.

4.1.6 JUNHO

No mês de junho, semelhante aos meses anteriores, a rede de distribuição de energia elétrica foi simulada com seis configurações diferentes, obtendo-se os picos de tensões no PAC para o sistema sem e com a GDF. Na Figura 60 está ilustrado o comportamento da tensão na

linha 9 em função do tempo, em que seu pico chega a 218,9 V, sem a geração distribuída fotovoltaica e com o tap do transformador na posição 1.

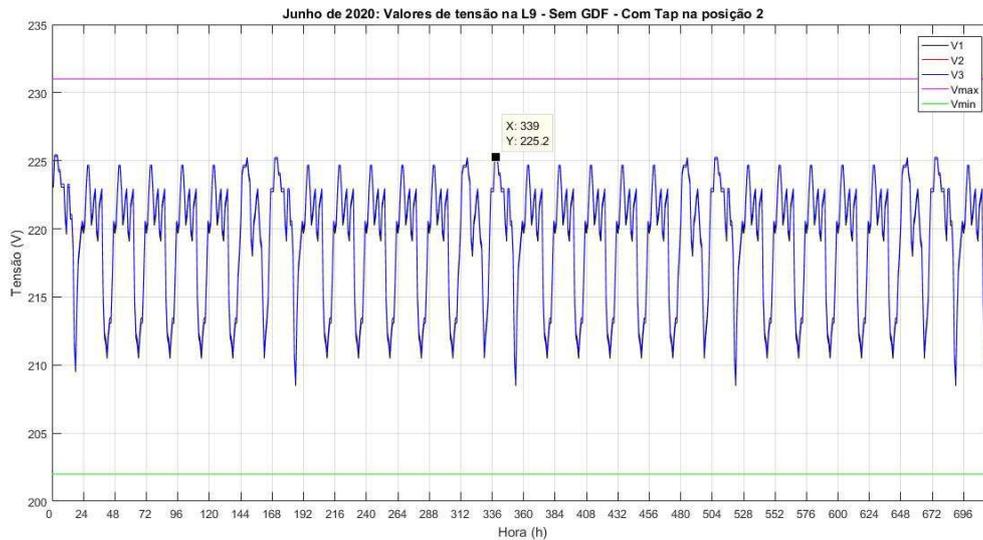
Figura 60: Junho - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 1.



Fonte: SILVA, 2021.

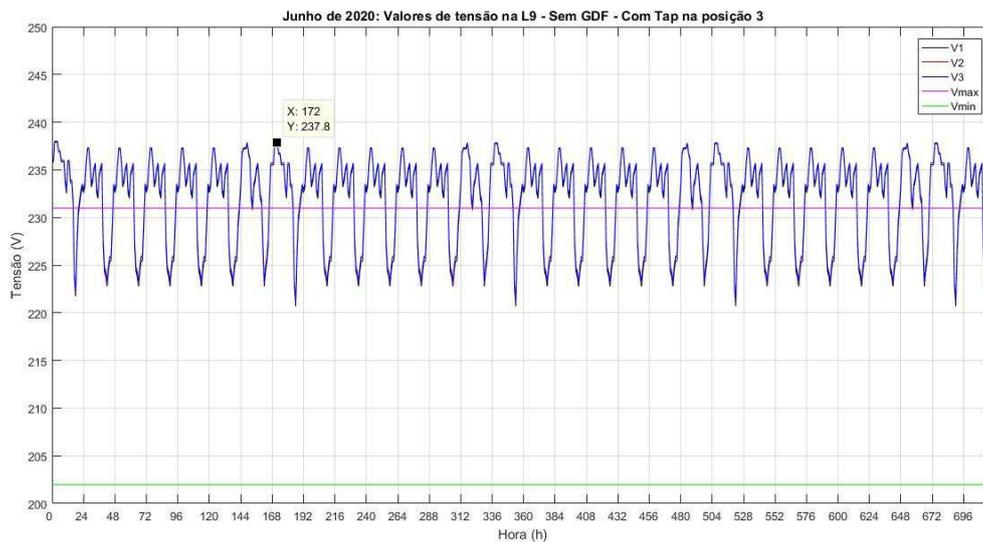
Quando modifica-se o tap do transformador para a posição 2, o pico de tensão no PAC chega a 225,2 V, como está ilustrado na Figura 61. Já, quando esse tap se encontra na posição 3, há uma elevação de tensão maior, chegando a 237,8 V, ultrapassando os limites da ANEEL, como ilustra a Figura 62.

Figura 61: Junho - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 2.



Fonte: Autoria própria.

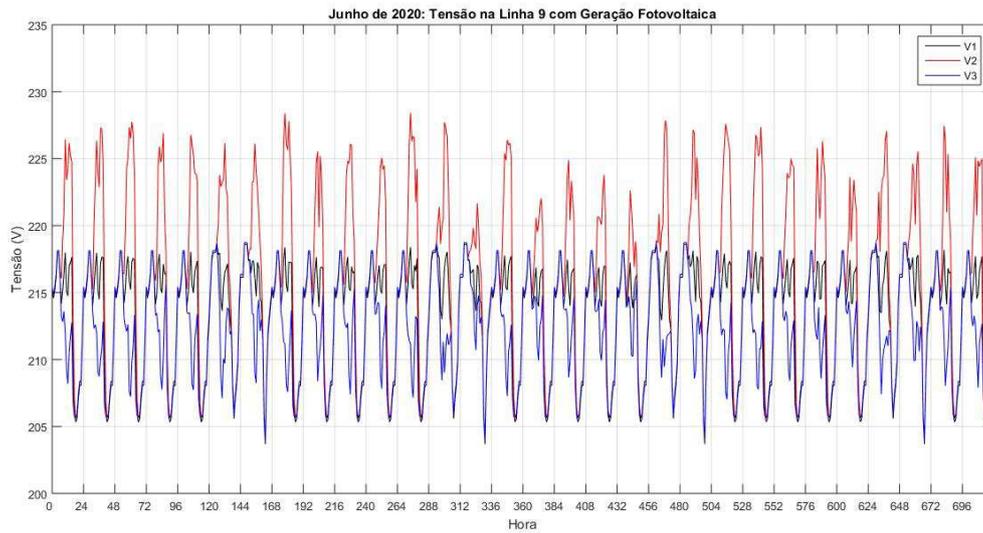
Figura 62: Junho - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 3.



Fonte: Autoria própria.

Com a inserção da unidade geradora no trecho 9, mantendo-se o tap do transformador na posição nominal, o pico de tensão no PAC chega a 230,5 V, não ultrapassando os limites da ANEEL, como mostrado na Figura 63.

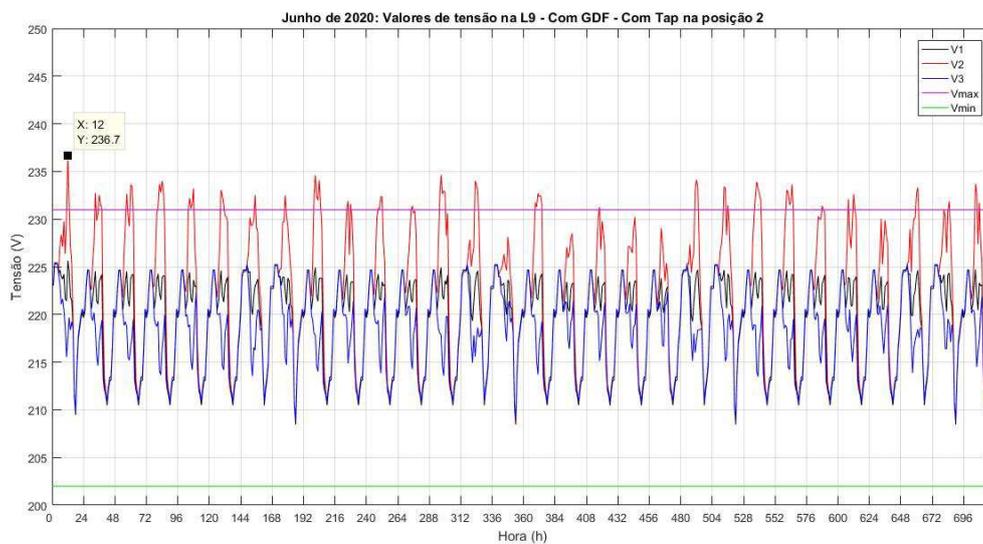
Figura 63: Junho - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 1.



Fonte: SILVA, 2021.

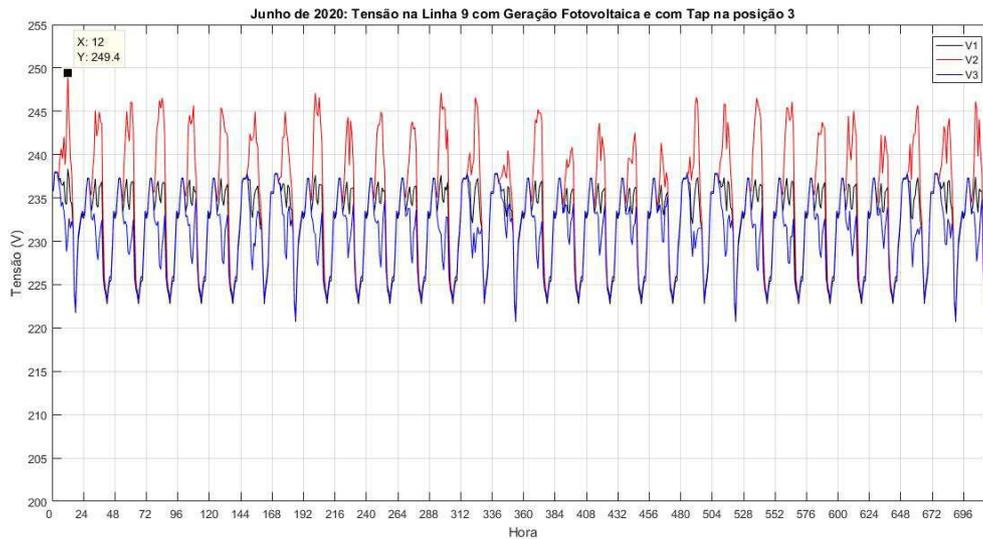
Quando modifica-se o tap do transformador para posição 2, a tensão máxima no trecho 9 se eleva para 236,7 V, como ilustra a Figura 64. Já com o tap na posição 3, essa tensão chega a 249,4 V, demonstrada na Figura 65. Essas duas modificações permitem que os limites da ANEEL sejam ultrapassados.

Figura 64: Junho - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 2.



Fonte: Autoria própria.

Figura 65: Junho - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 3.

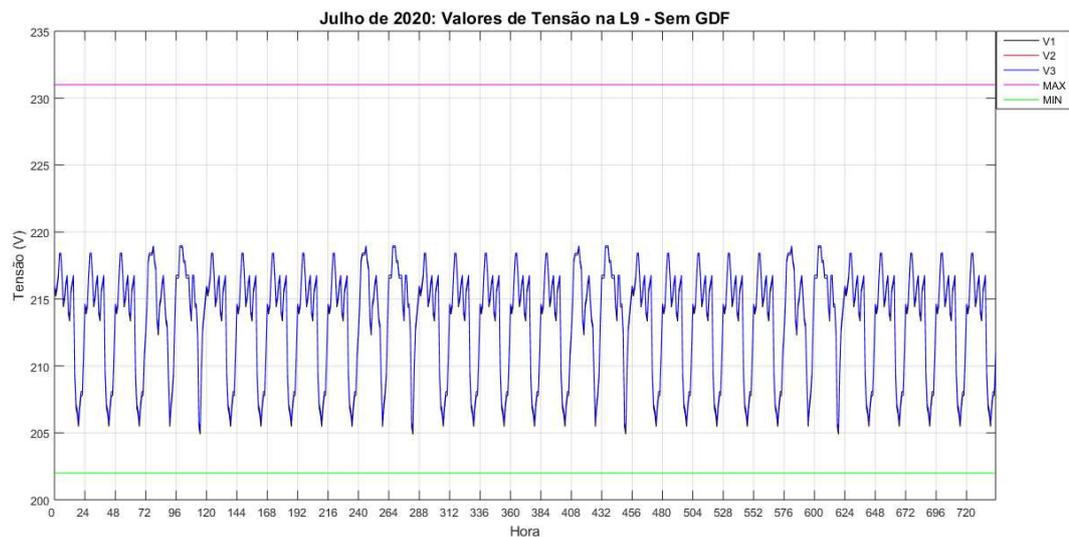


Fonte: Autoria própria.

4.1.7 JULHO

No mês de julho, igualmente aos meses anteriores, a rede de distribuição de energia elétrica foi simulada com seis configurações diferentes, obtendo-se os picos de tensões no PAC para o sistema sem e com a GDF. Na figura 66 está ilustrado o comportamento da tensão no trecho 9 em função do tempo, em que seu pico chega a 219 V, sem a geração distribuída fotovoltaica e com o tap do transformador na posição 1.

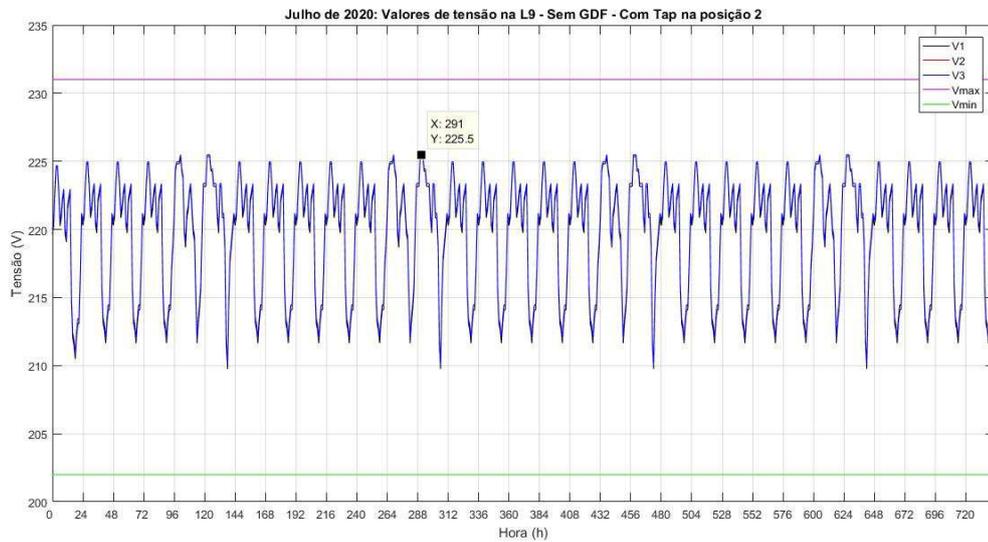
Figura 66: Julho - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 1.



Fonte: SILVA, 2021.

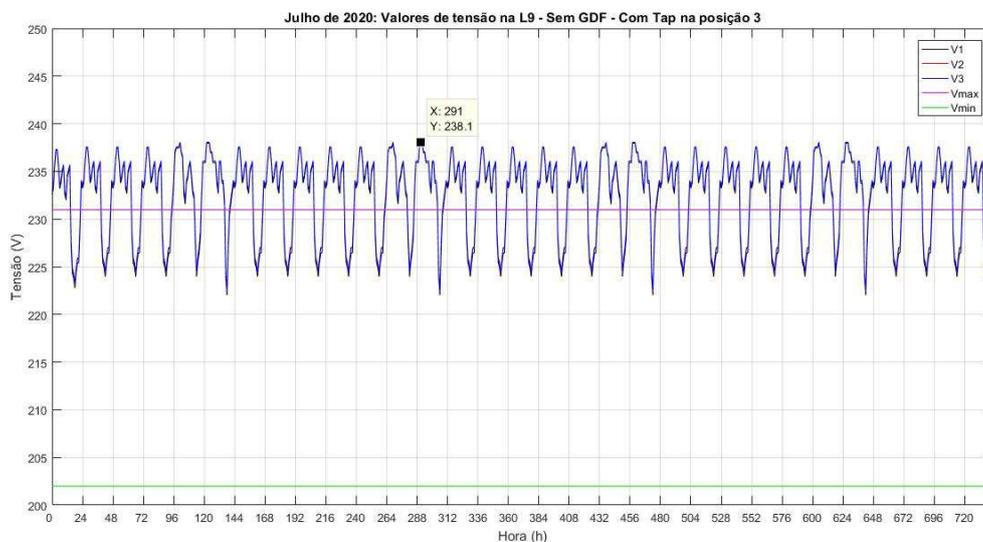
Quando modifica-se o tap do transformador para a posição 2, o pico de tensão no PAC chega a 225,5 V, como está ilustrado na Figura 67. Já, quando esse tap se encontra na posição 3, há uma elevação de tensão maior, chegando a 238,1 V, ultrapassando os limites da ANEEL, como ilustra a Figura 68.

Figura 67: Julho - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 2.



Fonte: Autoria própria.

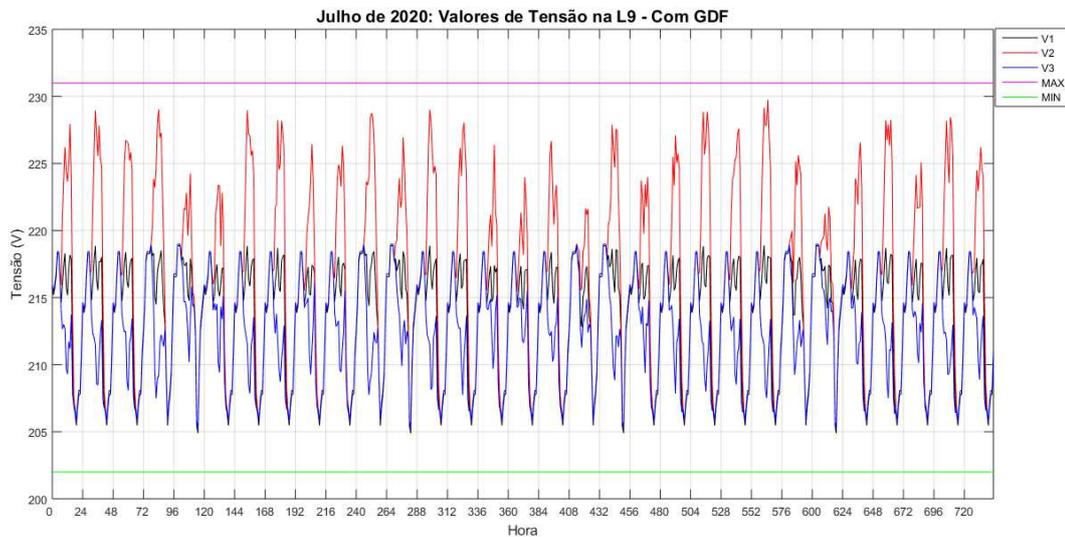
Figura 68: Julho - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 3.



Fonte: Autoria própria.

Com a inserção da unidade geradora na linha 9, mantendo-se o tap do transformador na posição nominal, o pico de tensão no PAC chega a 229,8 V, não ultrapassando os limites da ANEEL, como mostrado na Figura 69.

Figura 69: Julho - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 1.



Fonte: SILVA, 2021.

Quando modifica-se o tap do transformador para posição 2, a tensão máxima no trecho 9 se eleva para 235,9 V, como ilustra a Figura 70. Já com o tap na posição 3, essa tensão chega a 249,4 V, demonstrada na Figura 71. Essas duas modificações permitem que os limites da ANEEL sejam ultrapassados.

Figura 70: Julho - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 2.

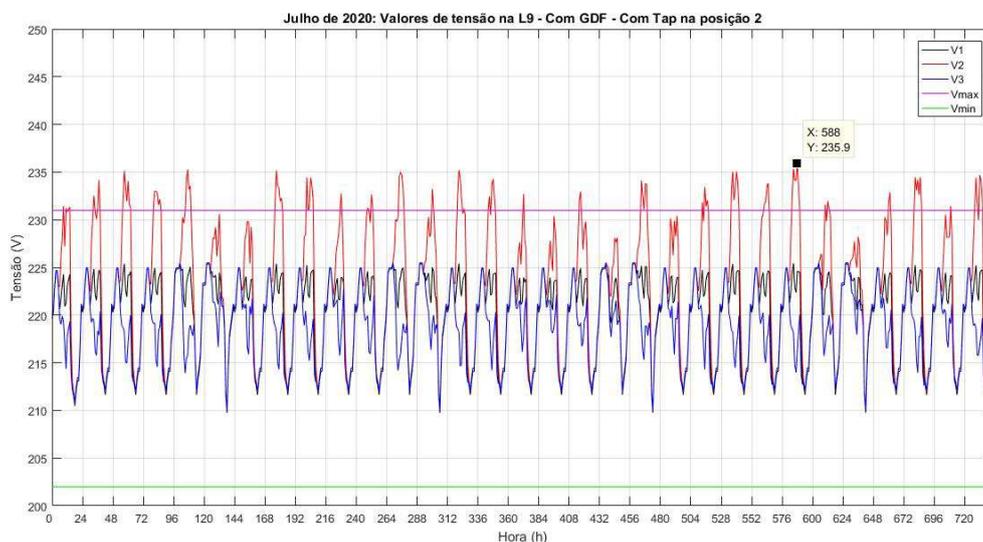
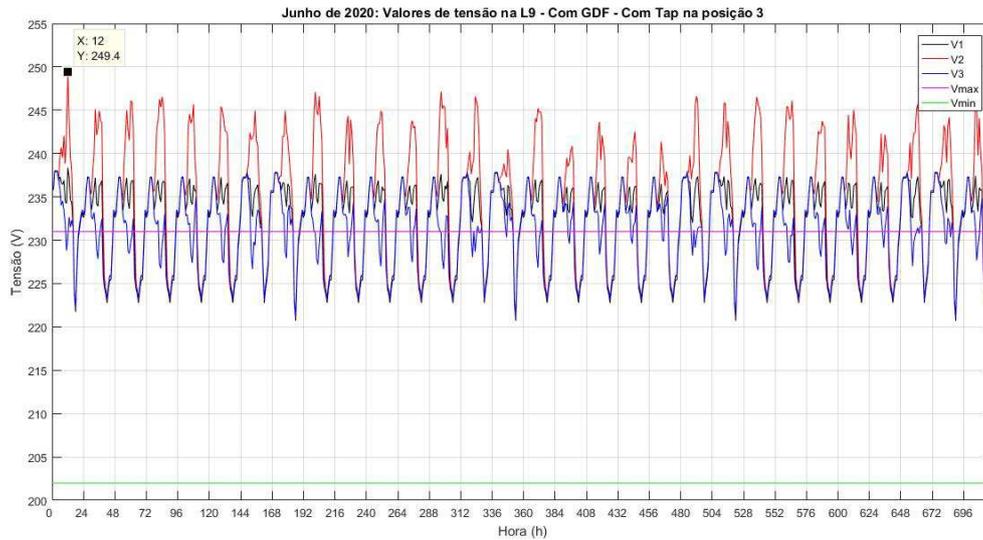


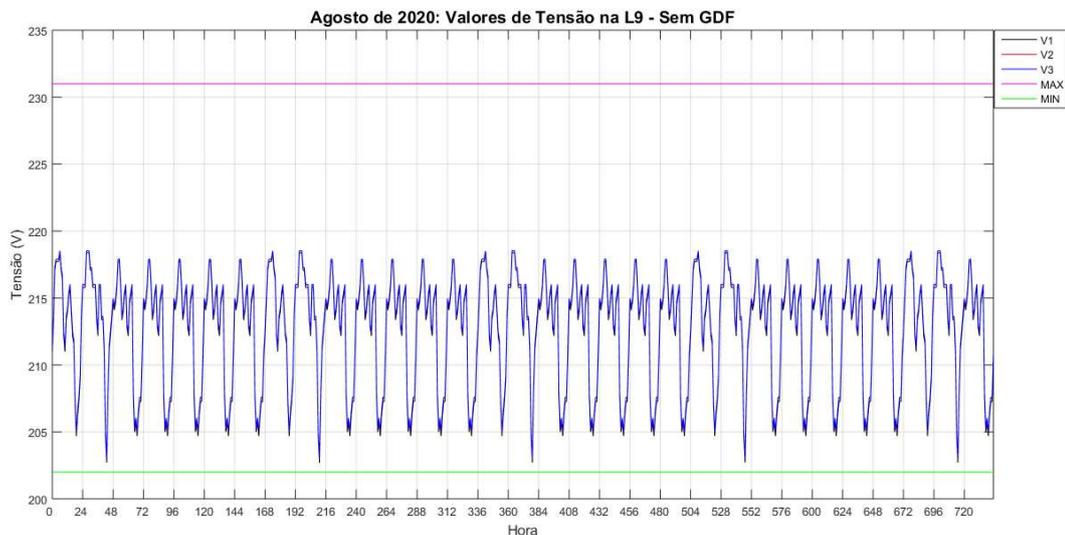
Figura 71: Julho - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 3.



4.1.8 AGOSTO

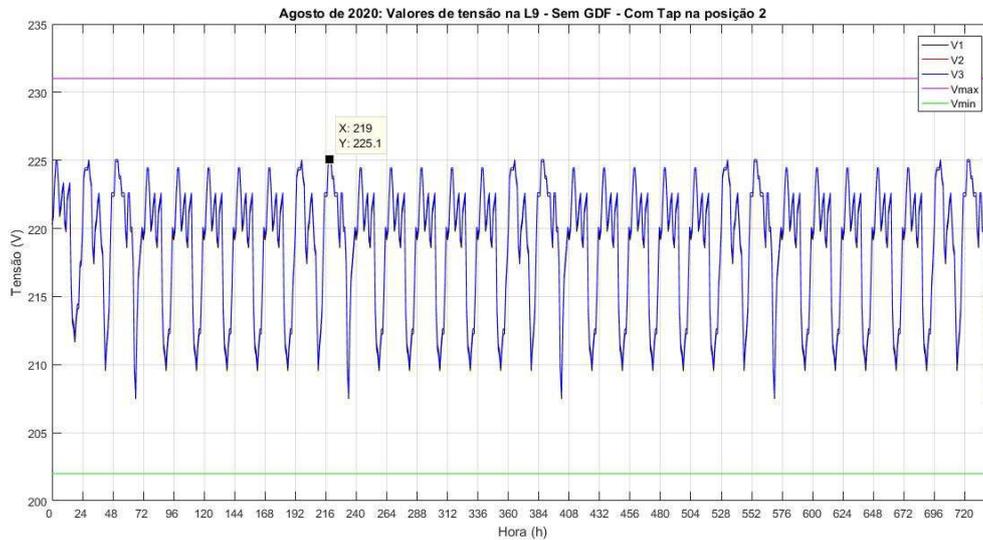
No mês de agosto, similarmente aos meses anteriores, a rede de distribuição de energia elétrica foi simulada com seis configurações diferentes, obtendo-se os picos de tensões no PAC para o sistema sem e com a GDF. Na Figura 72 está ilustrado o comportamento da tensão no trecho 9 em função do tempo, em que seu pico chega a 218,8 V, sem a geração distribuída fotovoltaica e com o tap do transformador na posição 1.

Figura 72: Agosto - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 1.



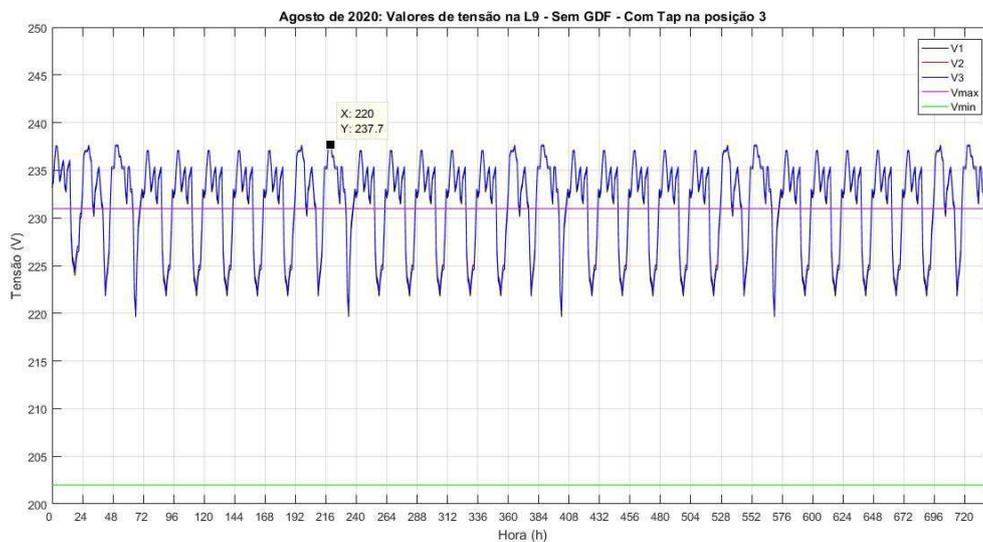
Quando modifica-se o tap do transformador para a posição 2, o pico de tensão no PAC chega a 225,1 V, como está ilustrado na Figura 73. Já quando esse tap se encontra na posição 3, há uma elevação de tensão maior, chegando a 237,7 V, ultrapassando os limites da ANEEL, como ilustra a Figura 74.

Figura 73: Agosto - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 2.



Fonte: Autoria própria.

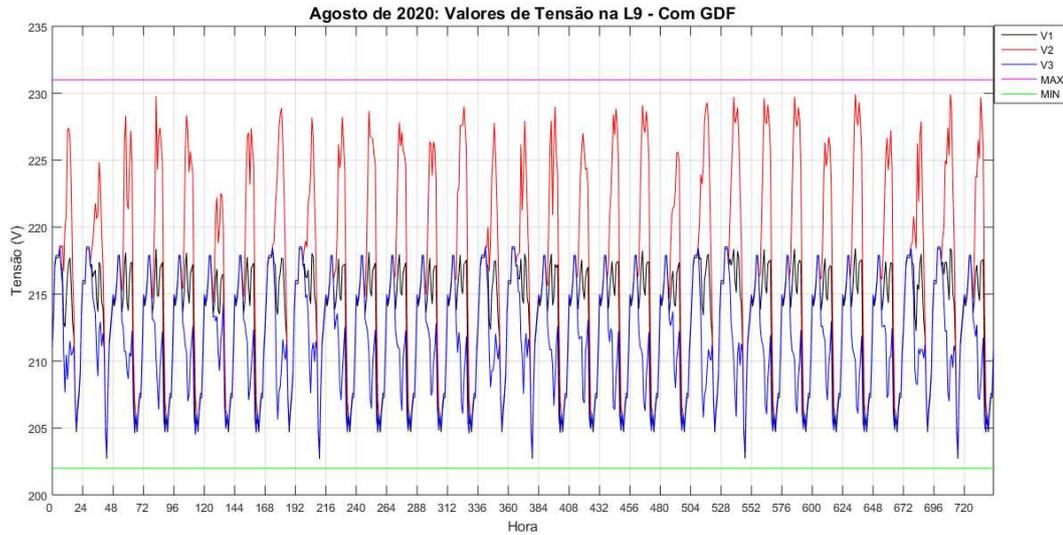
Figura 74: Agosto - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 3.



Fonte: Autoria própria.

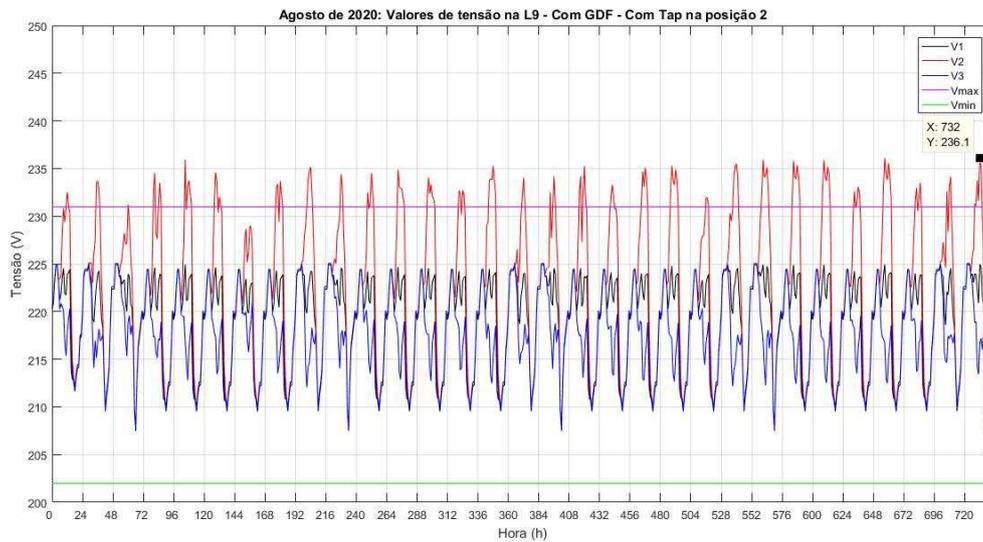
Com a inserção da unidade geradora no trecho 9, mantendo-se o tap do transformador na posição nominal, o pico de tensão no PAC chega a 230 V, não ultrapassando os limites da ANEEL, como mostrado na Figura 75.

Figura 75: Agosto - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 1.



Fonte: SILVA, 2021.

Figura 76: Agosto - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 2.

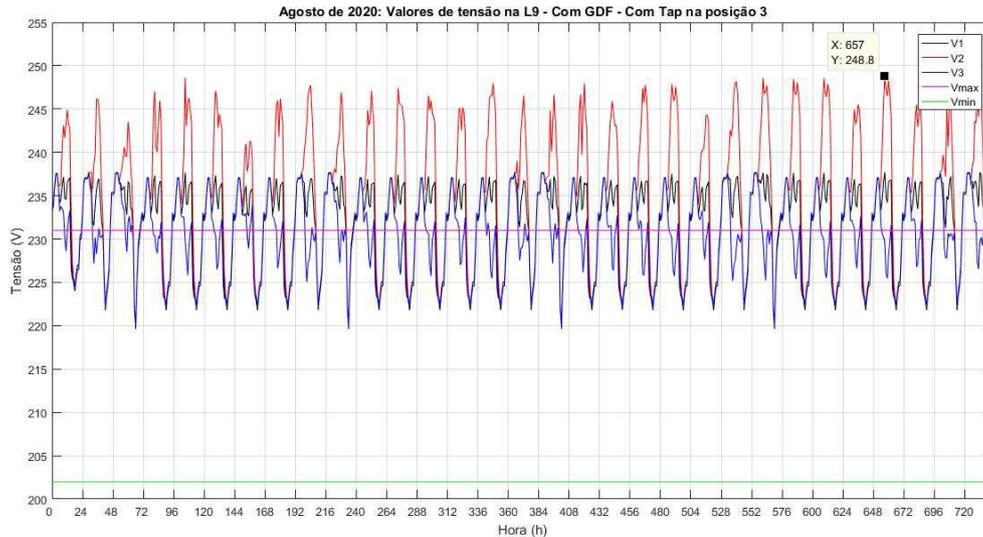


Fonte: Autoria própria.

Quando modifica-se o tap do transformador para posição 2, a tensão máxima no trecho 9 se eleva para 236,1 V, como ilustra a Figura 76. Já com o tap na posição 3, essa tensão chega

a 248,8 V, demonstrada na Figura 77. Essas duas modificações permitem que os limites da ANEEL sejam ultrapassados.

Figura 77: Agosto - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 3.

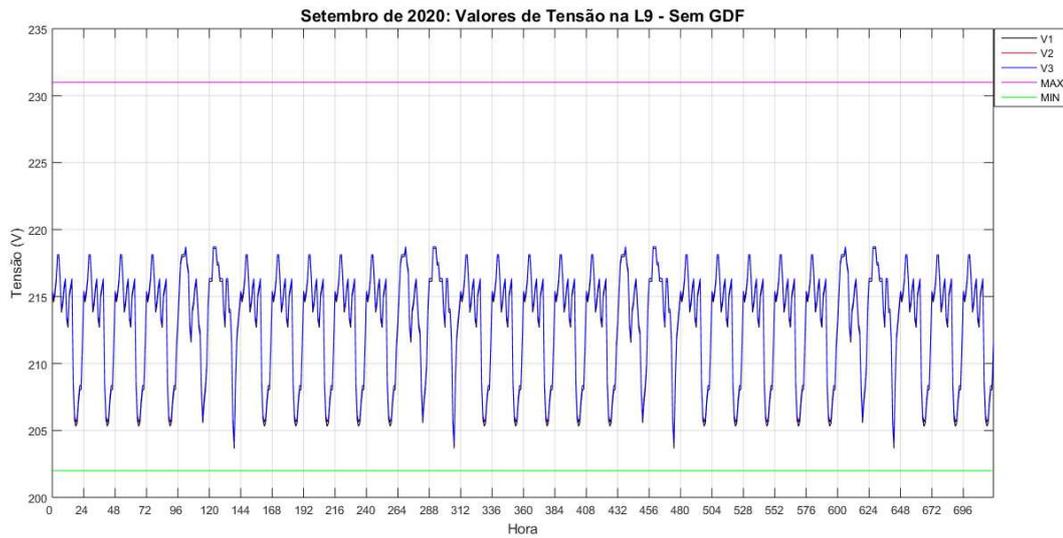


Fonte: Autoria própria.

4.1.9 SETEMBRO

No mês de setembro, semelhante aos meses anteriores, a rede de distribuição de energia elétrica foi simulada com seis configurações diferentes, obtendo-se os picos de tensões no PAC para o sistema sem e com a GDF. Na Figura 78 está ilustrado o comportamento da tensão no trecho 9 em função do tempo, em que seu pico chega a 218,8 V, sem a geração distribuída fotovoltaica e com o tap do transformador na posição 1.

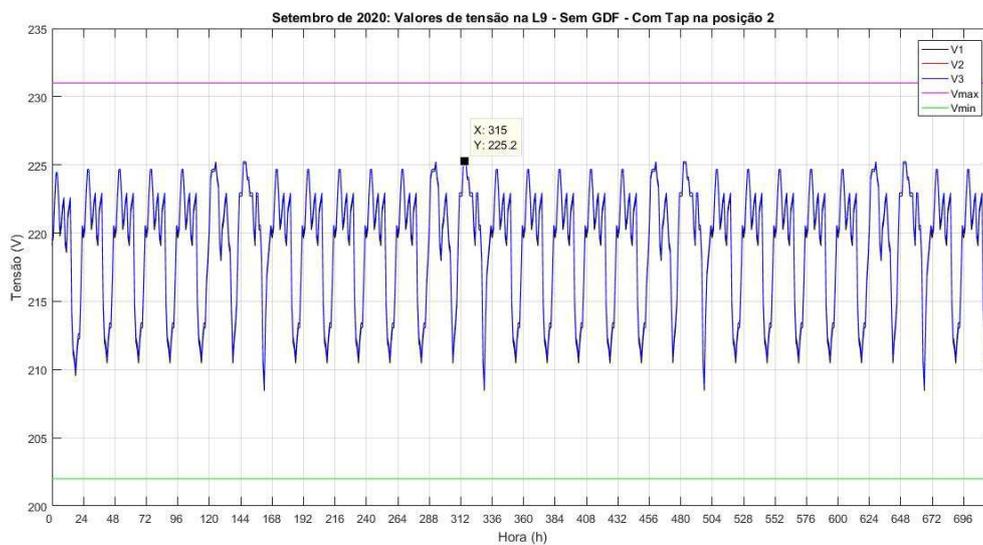
Figura 78: Setembro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 1.



Fonte: SILVA, 2021.

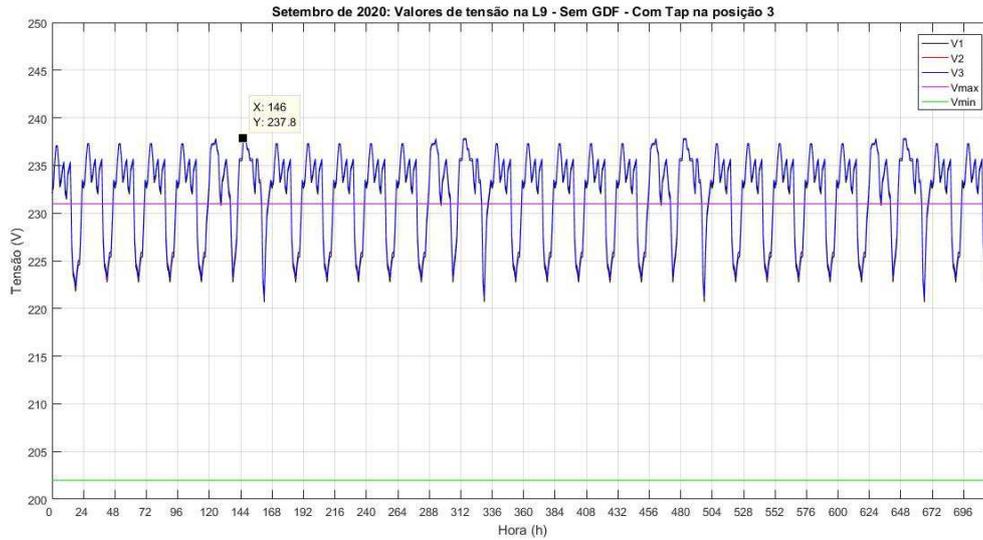
Quando modifica-se o tap do transformador para a posição 2, o pico de tensão no PAC chega a 225,2 V, como está ilustrado na Figura 79. Já, quando esse tap se encontra na posição 3, há uma elevação de tensão maior, chegando a 237,8 V, ultrapassando os limites da ANEEL, como ilustra a Figura 80.

Figura 79: Setembro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 2.



Fonte: Autoria própria.

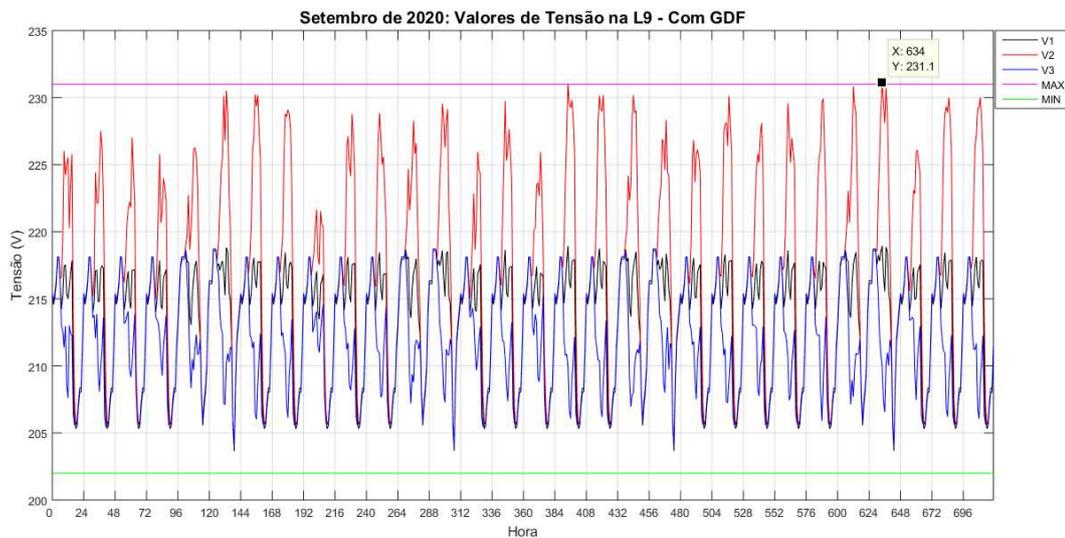
Figura 80: Setembro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 3.



Fonte: Autoria própria.

Com a inserção da unidade geradora no trecho 9, mantendo-se o tap do transformador na posição nominal, o pico de tensão no PAC chega a 231,1 V, ultrapassando os limites da ANEEL, como mostrado na Figura 81.

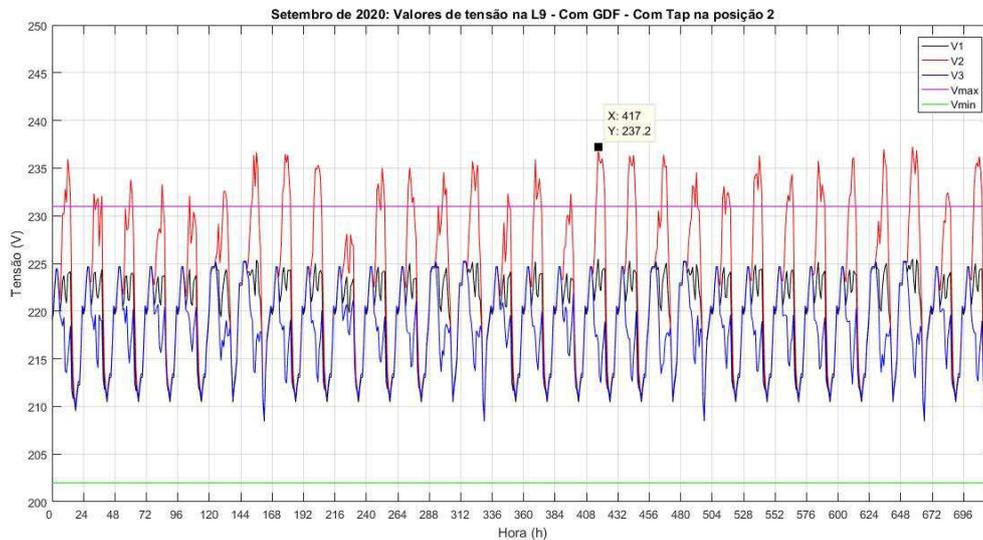
Figura 81: Setembro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 1.



Fonte: SILVA, 2021.

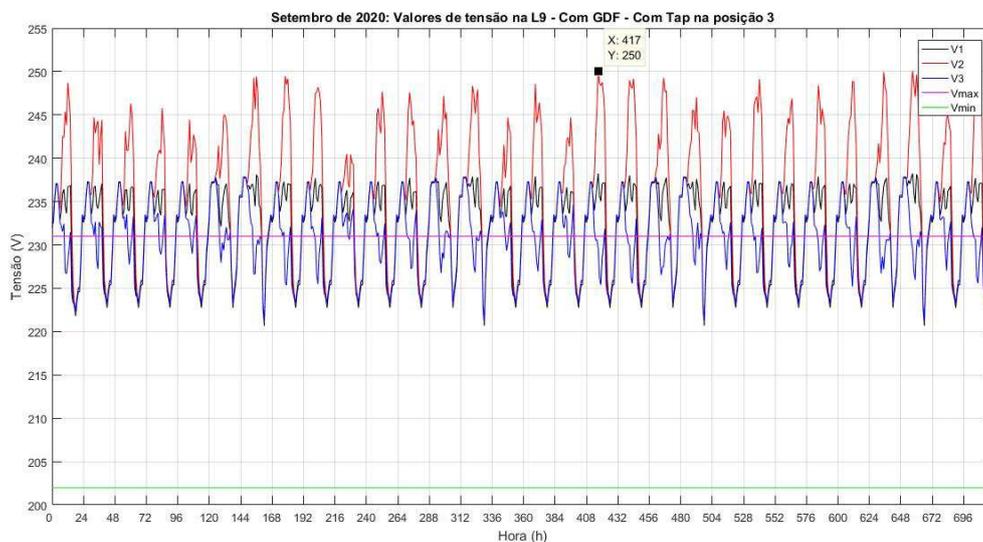
Quando modifica-se o tap do transformador para posição 2, a tensão máxima no trecho 9 se eleva para 237,5 V, como ilustra a Figura 82. Já com o tap na posição 3, essa tensão chega a 250 V, demonstrada na Figura 83. Essas duas modificações permitem que os limites da ANEEL sejam ultrapassados.

Figura 82: Setembro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 2.



Fonte: Autoria própria.

Figura 83: Setembro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 3.

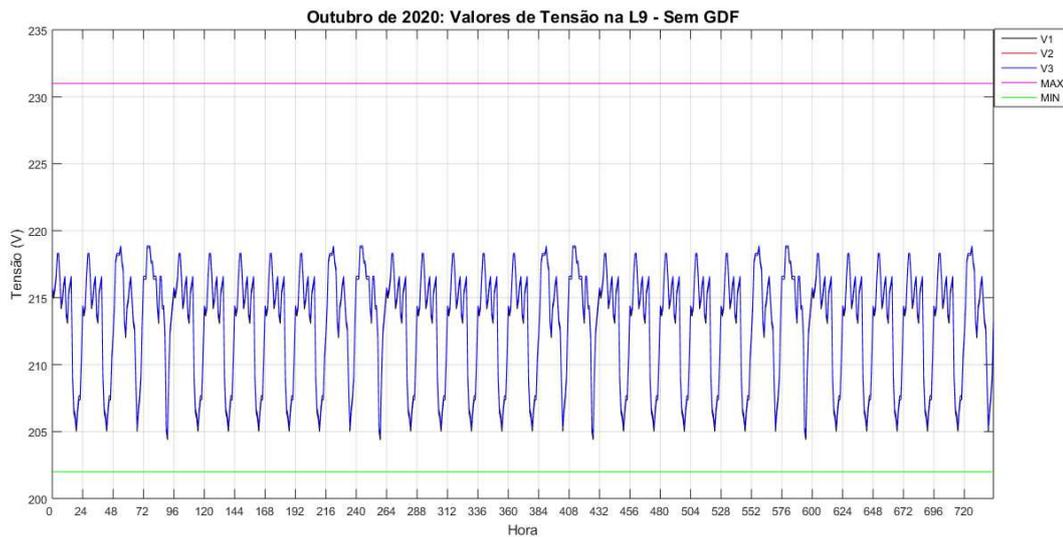


Fonte: Autoria própria.

4.1.10 OUTUBRO

No mês de outubro, semelhante aos meses anteriores, a rede de distribuição de energia elétrica foi simulada com seis configurações diferentes, obtendo-se os picos de tensões no PAC para o sistema sem e com a GDF. Na Figura 84 está ilustrado o comportamento da tensão no trecho 9 em função do tempo, em que seu pico chega a 219 V, sem a geração distribuída fotovoltaica e com o tap do transformador na posição 1.

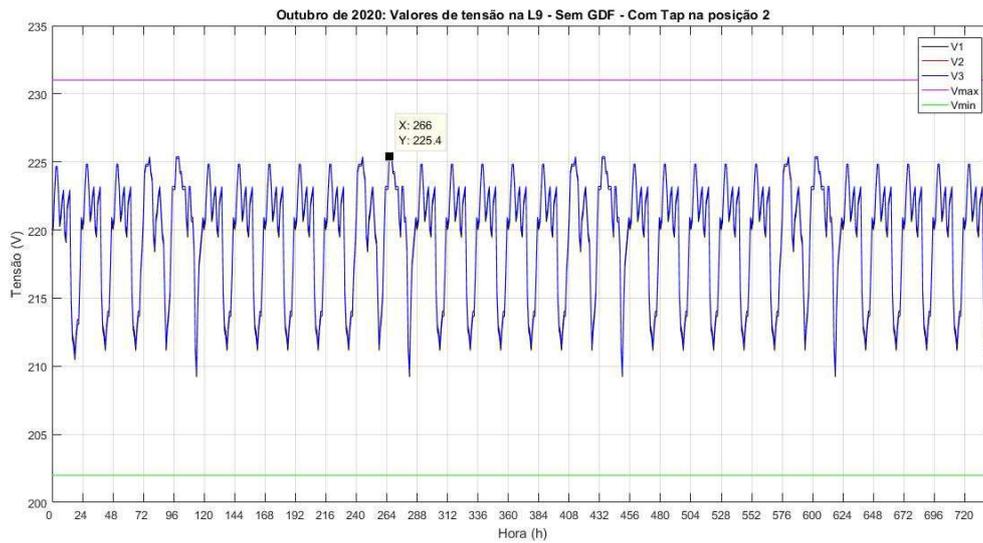
Figura 84: Outubro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 1.



Fonte: SILVA, 2021.

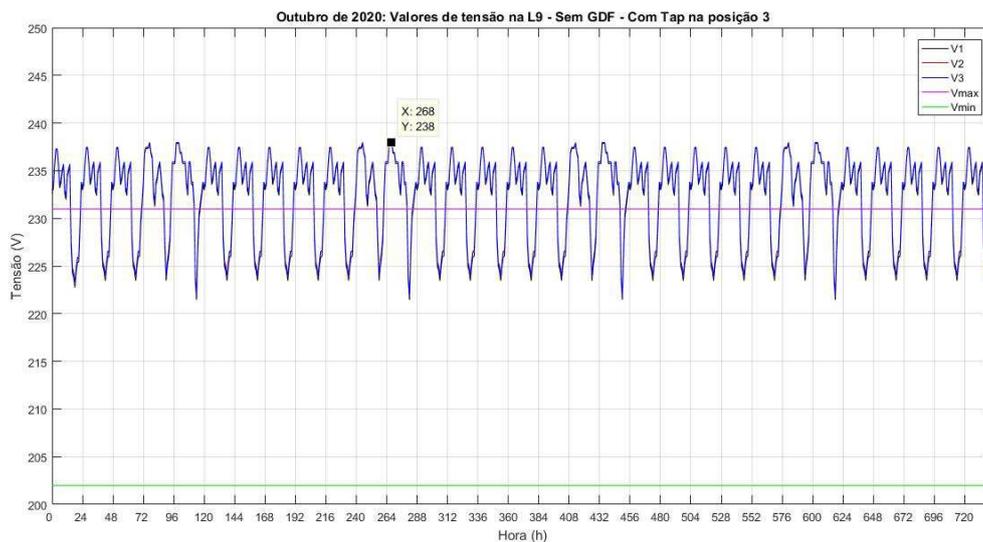
Quando modifica-se o tap do transformador para a posição 2, o pico de tensão no PAC chega a 225,4 V, como está ilustrado na Figura 85. Já, quando esse tap se encontra na posição 3, há uma elevação de tensão maior, chegando a 238 V, ultrapassando os limites da ANEEL, como ilustra a Figura 86.

Figura 85: Outubro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 2.



Fonte: Autoria própria.

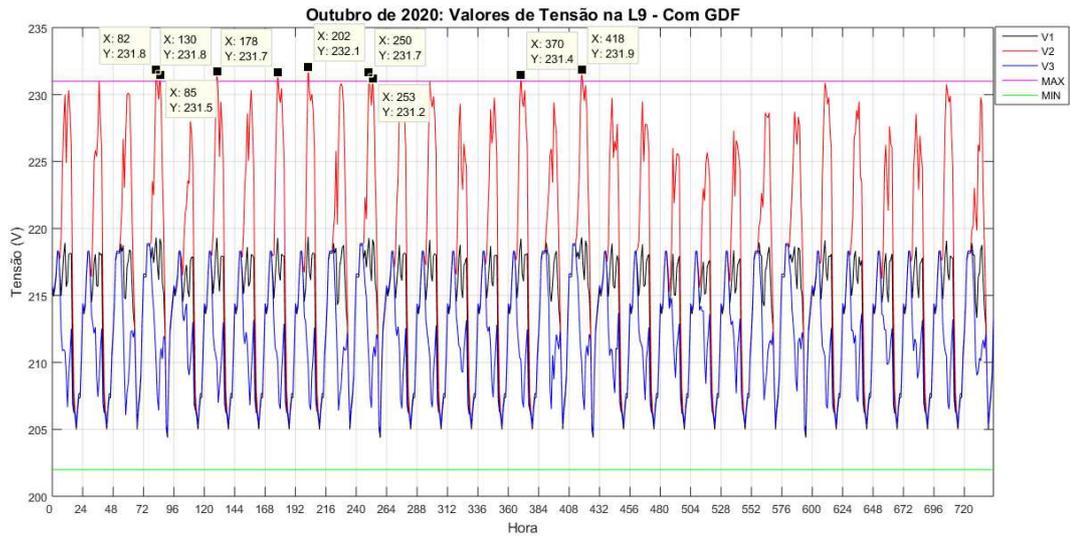
Figura 86: Outubro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 3.



Fonte: Autoria própria.

Com a inserção da unidade geradora no trecho 9, mantendo-se o tap do transformador na posição nominal, o pico de tensão no PAC chega a 232,1 V, ultrapassando os limites da ANEEL, como mostrado na Figura 87.

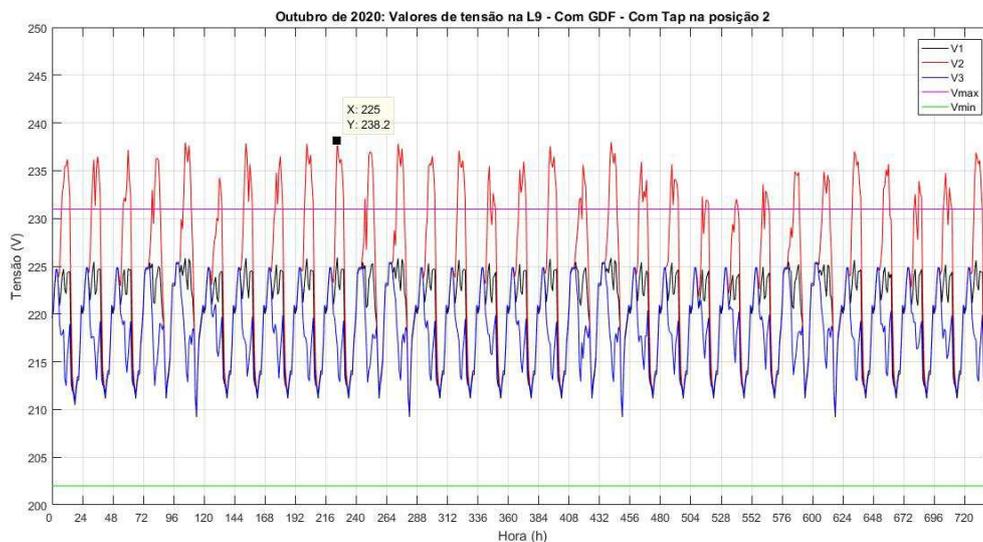
Figura 87: Outubro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 1.



Fonte: SILVA, 2021.

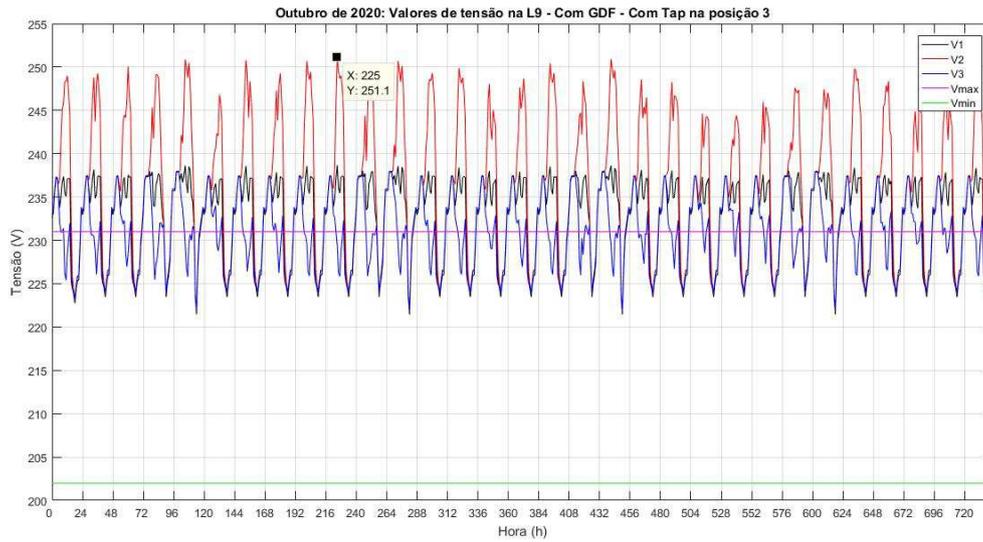
Quando modifica-se o tap do transformador para posição 2, a tensão máxima no trecho 9 se eleva para 238,2 V, como ilustra a Figura 88. Já com o tap na posição 3, essa tensão chega a 251,1 V, demonstrada na Figura 89. Essas duas modificações permitem que os limites da ANEEL sejam ultrapassados.

Figura 88: Outubro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 2.



Fonte: Autoria própria.

Figura 89: Outubro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 3.

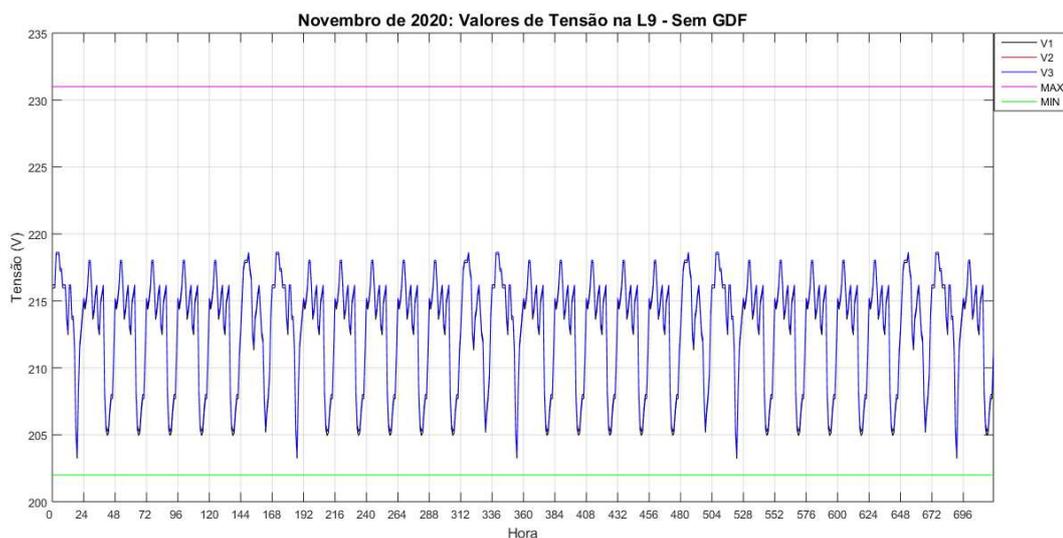


Fonte: Autoria própria.

4.1.11 NOVEMBRO

No mês de novembro, semelhante aos meses anteriores, a rede de distribuição de energia elétrica foi simulada com seis configurações diferentes, obtendo-se os picos de tensões no PAC para o sistema sem e com a GDF. Na Figura 90 está ilustrado o comportamento da tensão no trecho 9 em função do tempo, em que seu pico chega a 218,8 V, sem a geração distribuída fotovoltaica e com o tap do transformador na posição 1.

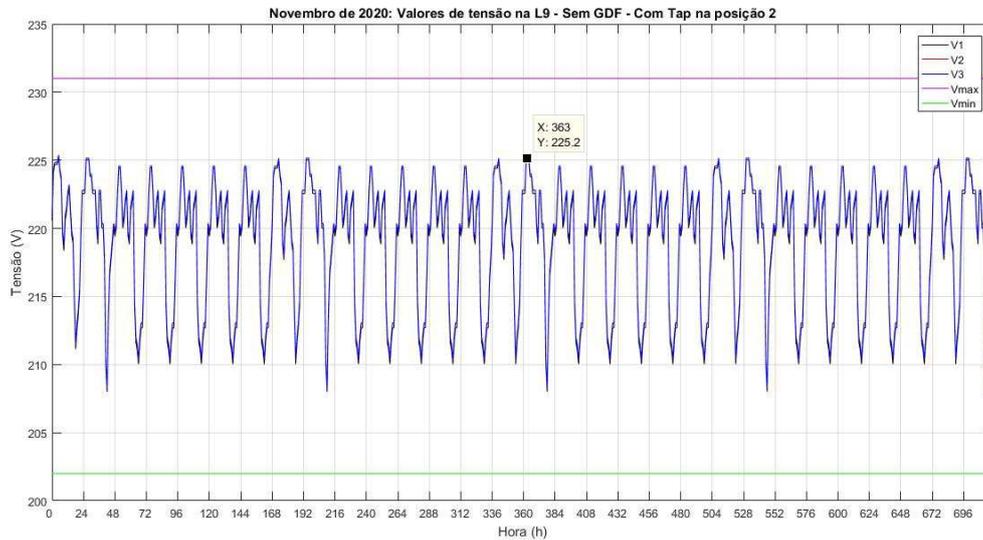
Figura 90: Novembro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 1.



Fonte: SILVA, 2021.

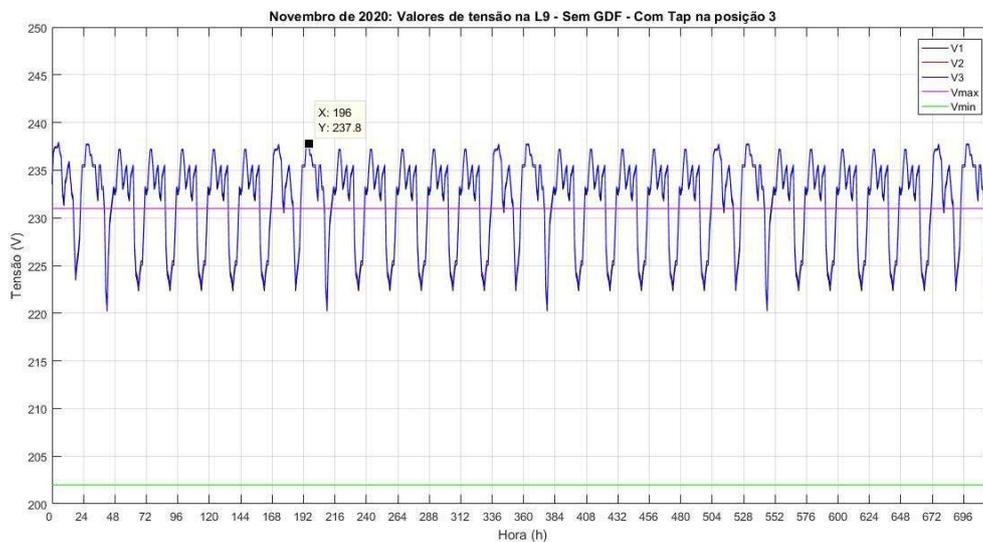
Quando modifica-se o tap do transformador para a posição 2, o pico de tensão no PAC chega a 225,2 V, como está ilustrado na Figura 91. Já, quando esse tap se encontra na posição 3, há uma elevação de tensão maior, chegando a 237,8 V, ultrapassando os limites da ANEEL, como ilustra a Figura 92.

Figura 91: Novembro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 2.



Fonte: Autoria própria.

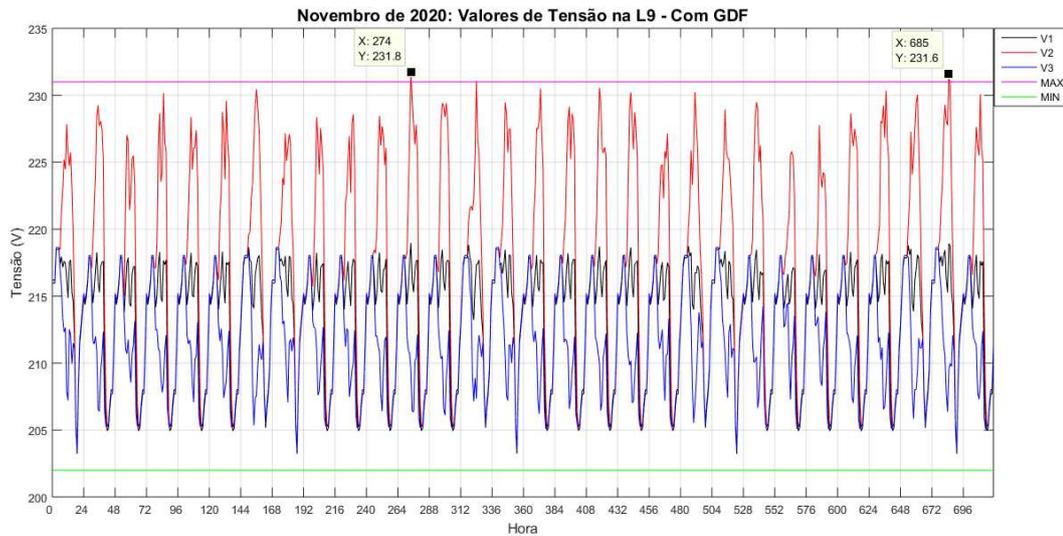
Figura 92: Novembro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 3.



Fonte: Autoria própria.

Com a inserção da unidade geradora no trecho 9, mantendo-se o tap do transformador na posição nominal, o pico de tensão no PAC chega a 231,8 V, ultrapassando os limites da ANEEL, como mostrado na Figura 93.

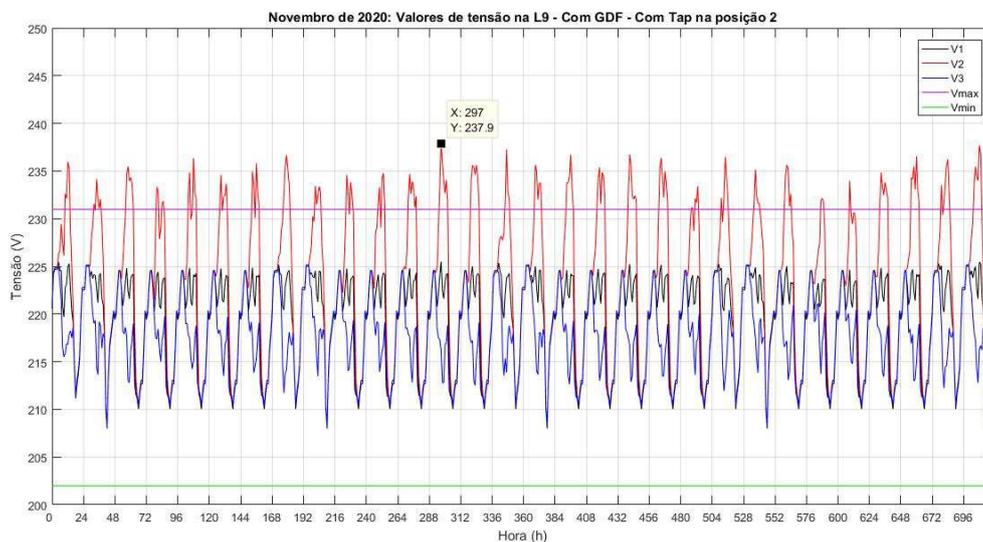
Figura 93: Novembro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 1.



Fonte: SILVA, 2021.

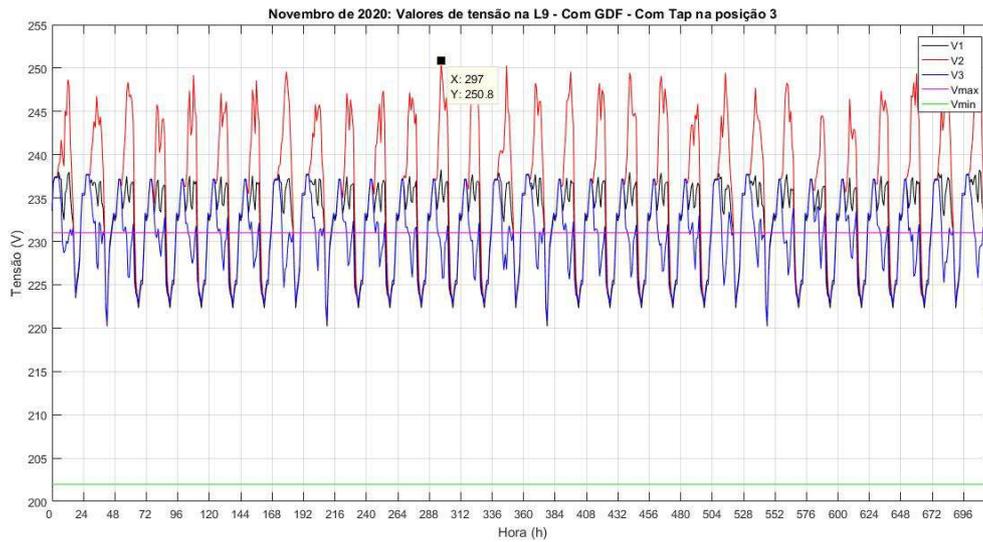
Quando modifica-se o tap do transformador para posição 2, a tensão máxima no trecho 9 se eleva para 237,9 V, como ilustra a Figura 94. Já com o tap na posição 3, essa tensão chega a 250,8 V, demonstrada na Figura 95. Essas duas modificações permitem que os limites da ANEEL sejam ultrapassados.

Figura 94: Novembro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 2.



Fonte: Autoria própria.

Figura 95: Novembro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 3.

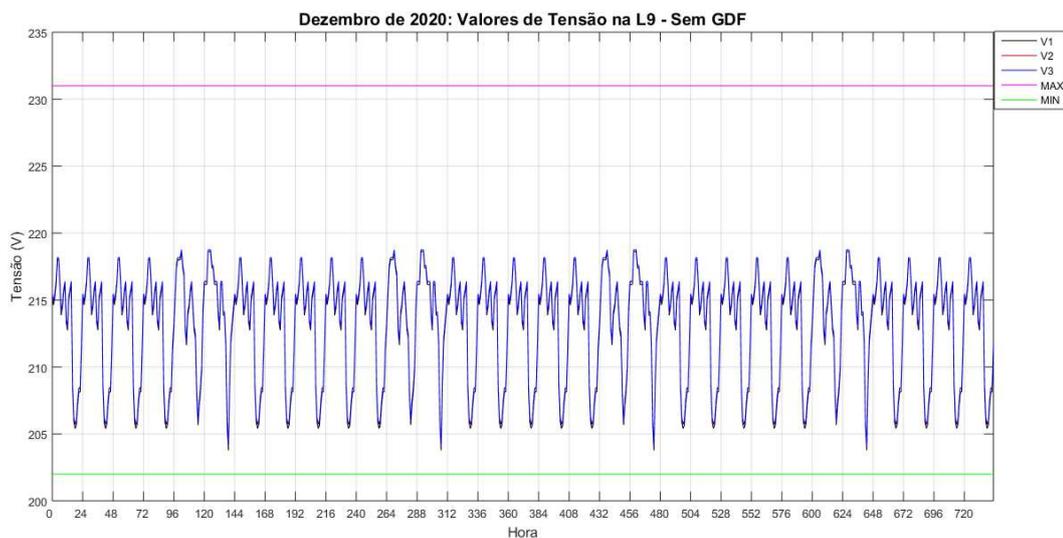


Fonte: Autoria própria.

4.1.12 DEZEMBRO

No mês de dezembro, semelhante aos meses anteriores, a rede de distribuição de energia elétrica foi simulada com seis configurações diferentes, obtendo-se os picos de tensões no PAC para o sistema sem e com a GDF. Na Figura 96 está ilustrado o comportamento da tensão no trecho 9 em função do tempo, em que seu pico chega a 218,9 V, sem a geração distribuída fotovoltaica e com o tap do transformador na posição 1.

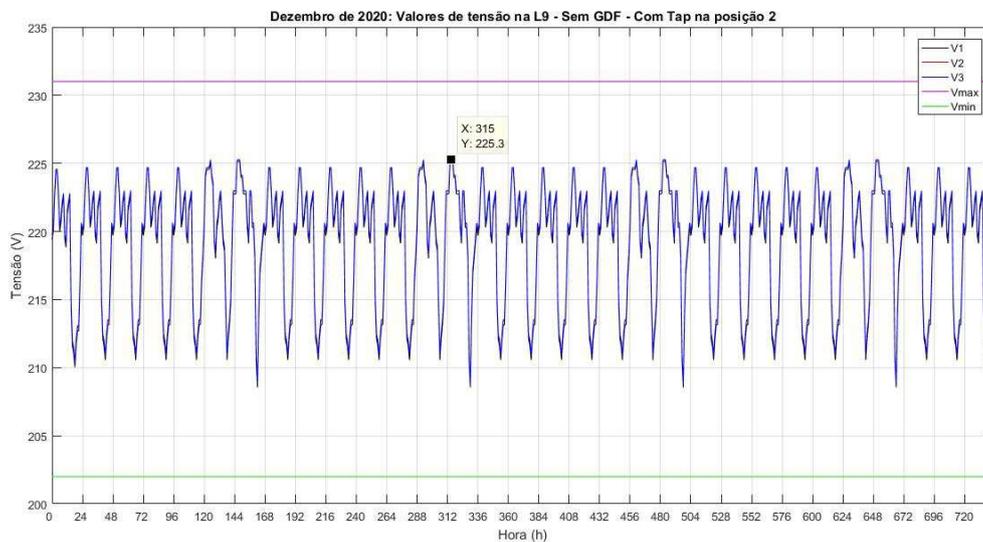
Figura 96: Dezembro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 1.



Fonte: SILVA, 2021.

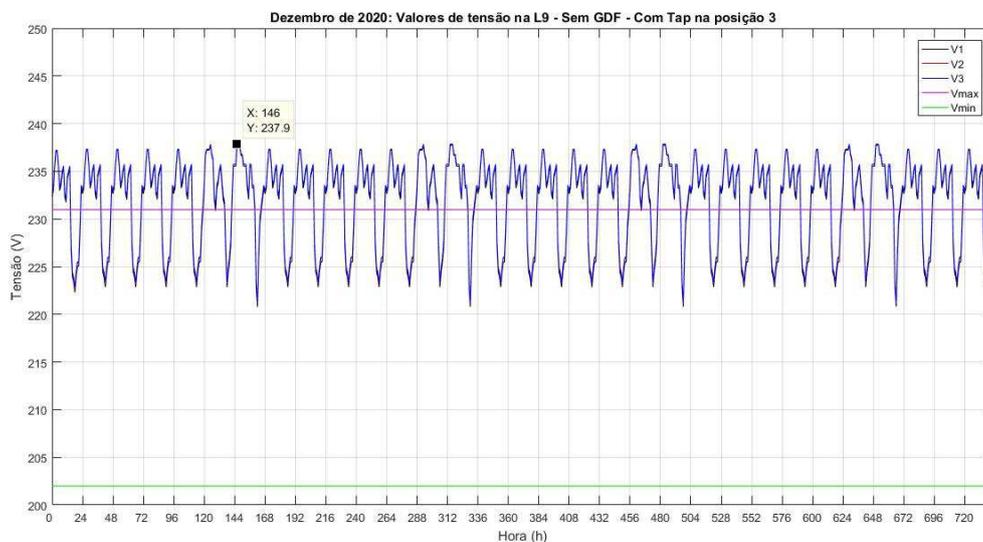
Quando modifica-se o tap do transformador para a posição 2, o pico de tensão no PAC chega a 225,3 V, como está ilustrado na Figura 97. Já, quando esse tap se encontra na posição 3, há uma elevação de tensão maior, chegando a 237,9 V, ultrapassando os limites da ANEEL, como ilustra a Figura 98.

Figura 97: Dezembro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 2.



Fonte: Autoria própria.

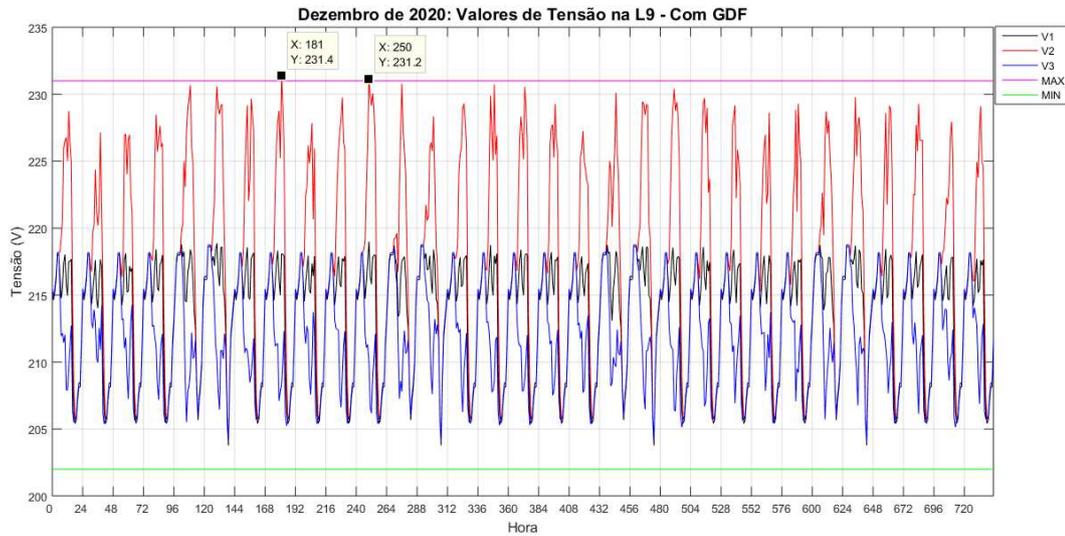
Figura 98: Dezembro - Tensão no PAC - Sem GDF - Tap 3.



Fonte: Autoria própria.

Com a inserção da unidade geradora no trecho 9, mantendo-se o tap do transformador na posição nominal, o pico de tensão no PAC chega a 231,4 V, ultrapassando os limites da ANEEL, como mostrado na Figura 99.

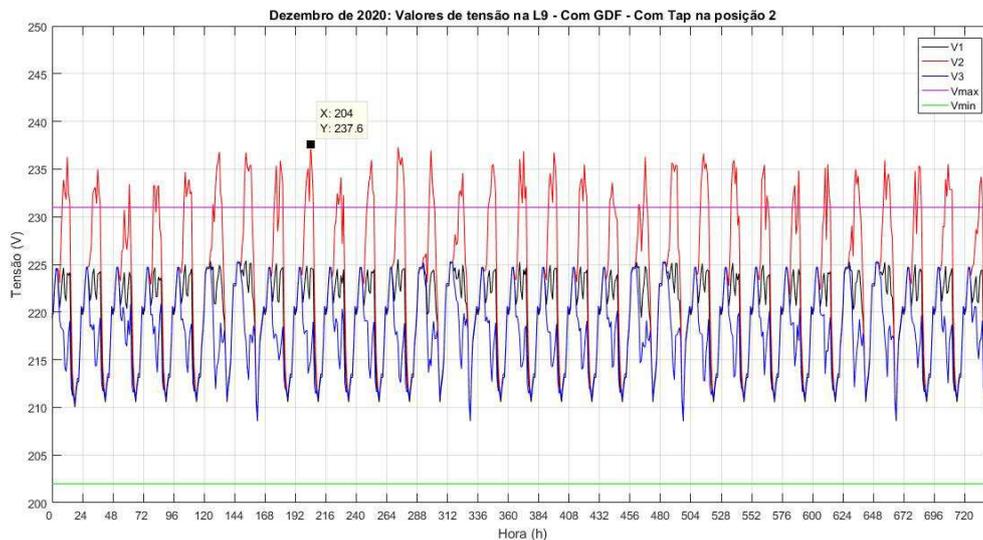
Figura 99: Dezembro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 1.



Fonte: SILVA, 2021.

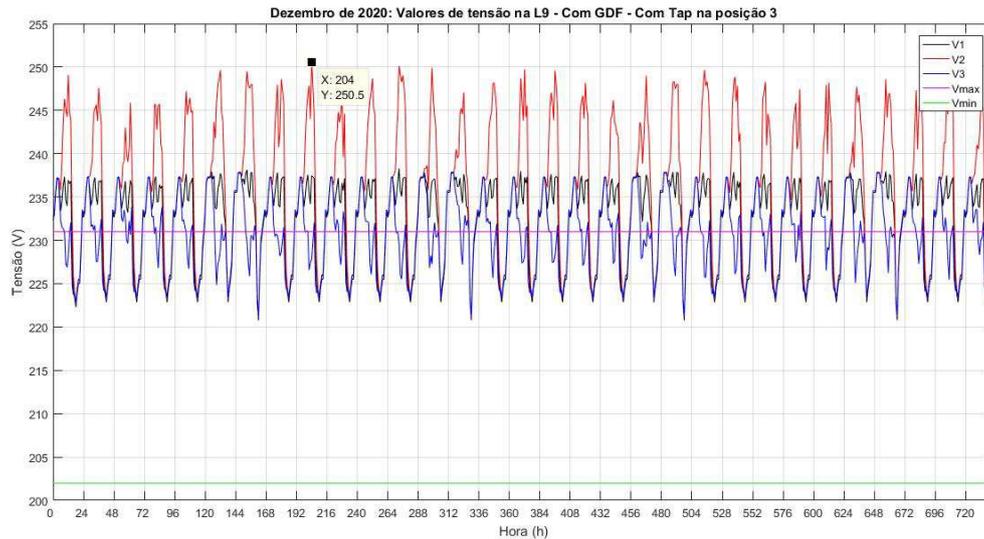
Quando modifica-se o tap do transformador para posição 2, a tensão máxima no trecho 9 se eleva para 237,6 V, como ilustra a Figura 100. Já com o tap na posição 3, essa tensão chega a 250,5 V, demonstrada na Figura 101. Essas duas modificações permitem que os limites da ANEEL sejam ultrapassados.

Figura 100: Dezembro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 2.



Fonte: Autoria própria.

Figura 101: Dezembro - Tensão no PAC - Com GDF - Tap 3.



Fonte: Autoria própria.

4.2 ANÁLISE DOS VALORES DE TENSÃO NO PAC COM A MUDANÇA DO TAP DO TRANSFORMADOR

Com o objetivo de comparar e analisar, de maneira clara, a diferença entre os valores de tensão no PAC no decorrer dos meses, de acordo com a configuração do sistema, criou-se uma tabela com os valores de pico de tensão na linha 9:

Tabela 4: Valores de pico de tensão no PAC

PICO DE TENSÃO NO PONTO DE ACOPLAMENTO COMUM (V)						
Mês	Sem GDF	Sem GDF Tap2	Sem GDF Tap3	Com GDF (fase 2)	Com GDF Tap2 (fase 2)	Com GDF Tap3 (fase 2)
Janeiro	219	225,4	238	232,2	238,3	251,3
Fevereiro	218,5	225	237,6	231,1	237,3	250,1
Março	218,9	225,4	237,9	232,5	238,6	251,6
Abril	218,8	225,2	237,8	230,8	236,8	249,7
Mai	219	225,4	238	230,5	236,5	249,2
Junho	218,9	225,2	237,8	230,5	236,7	249,4

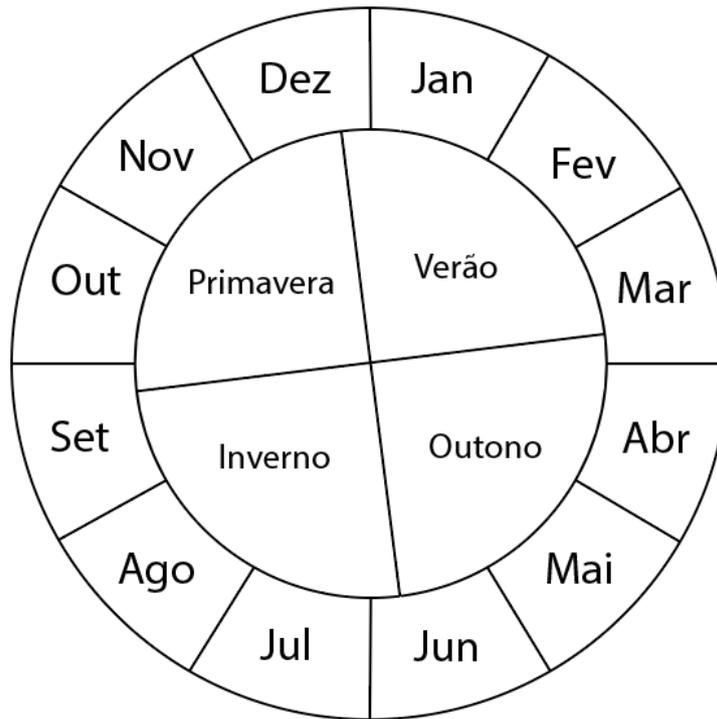
Julho	219	225,5	238,1	229,8	235,9	249,4
Agosto	218,8	225,1	237,7	230	236,1	248,8
Setembro	218,8	225,2	237,8	231,1	237,2	250
Outubro	219	225,4	238	232,1	238,2	251,1
Novembro	218,8	225,2	237,8	231,8	237,9	250,8
Dezembro	218,9	225,3	237,9	231,4	237,6	250,5

De acordo com a Tabela 11, é possível analisar a variação da tensão no PAC em virtude da variação de alguns parâmetros; são eles: mudança de mês, inserção da distribuição fotovoltaica no sistema, mudança da posição do tap e da potência do transformador, os valores que estão em vermelho são as tensões que ultrapassam o limite de tensão máximo, definido pela ANEEL.

Antes dos módulos fotovoltaicos e da mudança de tap serem inseridos no sistema, as tensões no PAC, em todos os meses do ano, se encontram um pouco abaixo da tensão nominal no secundário do transformador. Esse afundamento é causado devido às perdas que ocorrem nos condutores das linhas de distribuição antecedentes. É possível notar, também, que essa diminuição varia conforme o mês, decorrente das variações das estações do ano. Durante o pico do verão, em fevereiro, supõe-se que a utilização de equipamentos de climatização e refrigeração aumentam, devido ao calor, conseqüentemente, o consumo elétrico residencial aumenta, elevando a carga demandada do sistema, aumentando as perdas e diminuindo a tensão.

Na Figura 102 estão ilustradas as estações do ano e os respectivos meses pertencentes a cada uma. Essa divisão facilita a análise da sazonalidade da demanda e geração e, por conseguinte, a elevação e o afundamento de tensão.

Figura 102: Estações do ano



Fonte: Autoria própria.

Com base na Figura 102, é possível perceber que o mês de julho pertence ao inverno. Assim, durante esse mês, o afundamento de tensão já diminuiu. Isso pode ser explicado pelo fato de não haver mais necessidade do uso excessivo de equipamentos de climatização, como o ventilador e ar-condicionado, por exemplo.

Em decorrência desses afundamentos, as concessionárias recorrem a mudança no tap do transformador de distribuição para elevar a tensão. Para verificar o que ocorre no PAC, quando essa manobra é realizada, foi simulada a rede sem a geração distribuída, com o tap na posição 2 e 3, respectivamente. Os valores de pico, em cada mês, estão descritos na segunda e terceira coluna da tabela 12.

Quando configurado no tap 2 (13200 V), a tensão no secundário do transformador é elevada, aproximadamente, 7 volts. Os valores de tensão mudam pouco entre os meses e, apesar de estarem acima de 220 V, não ultrapassam os limites estabelecidos pela ANEEL (231 V). Já quando o tap é configurado para a posição 3 (12600 V), a tensão no enrolamento de baixa tensão do transformador eleva, aproximadamente, 13 volts, ultrapassando, dessa forma, a tensão máxima da ANEEL. Nessas condições, a configuração de tap mais adequada para o afundamento de tensão causado pela carga elevada na rede de distribuição, é a posição 2.

Com a instalação da unidade geradora no sistema, esse cenário muda. Como o fluxo de potência deixa de ser unidirecional, as perdas nas linhas diminuem consideravelmente, fazendo com que a tensão no PAC aumente. Essa elevação se dá, particularmente, na fase ligada a GDF, gerando um desequilíbrio. Sendo assim, foi simulado no OpenDSS, a princípio, o sistema com a GDF sem alterar o tap do transformador. Os valores de pico, em cada mês, se encontram na quarta coluna da tabela 12. Comparando a tensão na linha 9 da rede sem a GDF, é possível perceber um aumento por volta de 13 volts, na fase 2, com a GDF, nos meses entre as estações de primavera e verão. Essa elevação pode ser explicada pelo fato de que, nesses meses, a presença do sol é mais evidente; por conseguinte, os módulos fotovoltaicos passam a produzir mais energia, injetando mais potência na rede. Ademais, os únicos momentos que a tensão no PAC não ultrapassa os limites da ANEEL, são entre os meses de abril e agosto, entre o outono e inverno. Nesse período, a geração de energia é menor, pela ausência da radiação solar em alguns momentos do dia.

Apesar da compreensão dessa elevação com a inserção da geração distribuída fotovoltaica, também foram simulados cenários nos quais as posições do tap do transformador foram alteradas. Os valores de pico da tensão no PAC após a mudança do tap para posição 2 e 3, estão nas colunas 5 e 6 da tabela 12, respectivamente.

Com o tap configurado na posição 2, os valores de tensão elevam, aproximadamente, 7 volts, ultrapassando os limites da ANEEL. Os meses que apresentam as maiores tensões continuam sendo os que se encontram entre a primavera e o verão, com isso, a tensão no PAC chega a 238,6 V, no mês de março. Quando colocado na posição 3, o tap do transformador consegue elevar ainda mais a tensão no trecho 9, chegando a um aumento de 13 volts. Nesse caso, o maior pico tensão analisada durante o ano chega a ser 251,6 V, também no mês de março; valor esse que ultrapassa mais de 20 volts em relação ao limite máximo de tensão estabelecido pela ANEEL.

Nesse sentido, após analisar o comportamento da rede de distribuição após as configurações citadas acima, durante cada mês do ano, é possível perceber que algumas podem acarretar danos para as unidades habitacionais ligadas ao sistema, na fase 2, e prejuízos a concessionária responsável pela distribuição de energia elétrica. Em virtude da elevação de tensão, equipamentos elétricos podem ser danificados, além das multas as quais a distribuidora pode receber, caso não realize alguma medida de regulação de tensão. Portanto, a melhor configuração para o sistema sem a geração distribuída é com o transformador na posição 2 do tap; já para o sistema com a geração distribuída, não há necessidade de modificação de tap, visto que ela eleva, ainda mais a tensão já elevada.

5 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi simulada uma rede de distribuição de energia elétrica, na qual o transformador abaixador teve seu tap constantemente alterado, antes e após a inserção de uma geração distribuída fotovoltaica, elevando a tensão no PAC.

No decorrer dos capítulos, essa elevação de tensão foi comprovada e analisada sazonalmente, durante todo o ano de 2020, por meio de simulações realizadas no software OpenDSS. A partir dos gráficos gerados, observou-se elevações de tensões acima do limite máximo permitido pela ANEEL, principalmente nos meses de maior geração de energia elétrica, nos módulos fotovoltaicos, meses esses pertencentes ao verão. Esse crescimento de tensão no PAC tornou-se ainda mais brusco após mudanças realizadas nas posições de tap do transformador abaixador de distribuição. Comprovando que essa ferramenta de regulação de tensão não é a ideal para esses casos.

Todavia, a alteração no tap do transformador se tornou bastante útil para regulação de tensão em sistemas de distribuição que não possuem unidades geradoras interligadas. Com o afundamento de tensão no PAC, devido ao aumento de cargas na rede, transmutar as posições de tap no transformador provocou elevações de tensões satisfatórias para serem entregues aos consumidores finais. Essa situação foi comprovada, neste trabalho, por meio de gráficos nos quais relacionam a tensão no Ponto de Acoplamento Comum em função do tempo, em horas.

Dessa forma, foram analisados os cenários sem GDF e com GDF, ambos com tap modificado na posição 1, 2 e 3. Os valores de tensões que excederam os limites da ANEEL foram pontuados nos gráficos e destacados em uma tabela contendo os valores de pico mensais. Assim, foi constatada a relação de sazonalidade com a elevação de tensão – devido a unidade geradora – e o afundamento de tensão – devido ao aumento de carga na rede.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CARVALHO, Rodrigo Mendonça. **Reguladores de tensão e geração distribuída em uma implementação de fluxo de potência a três e a quatro fios**. 2012. 162 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Goiás, Goiânia – GO, 2012.

FRANCISQUINI, A. A. **Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e transformadores de distribuição**. 2006. 108 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2006.

RADATZ, P. R. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. 2015. 191 p. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Geração Distribuída – Micro e Minigeração Distribuídas**. Brasília, 2015. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 21 de Maio de 2021.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimento de Fiscalização dos Indicadores de Conformidade de Níveis de Tensão (medições amostrais) - PRODIST**. Brasília, 2012.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 505, de 26 de novembro de 2001**. Disponível em <<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bres2001505.pdf>>. Acesso em: 20 de Maio de 2021.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 517, de 11 de dezembro de 2012**. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>> Acesso em: 20 de Maio de 2021.

EPOWERBAY. **Geração Distribuída: Conceitos e História do Mercado**. São Paulo, 2020. Disponível em: <<https://www.epowerbay.com/single-post/geracao-distribuida-conceitos-e-historia-do-mercado>>. Acesso em: 20 de Maio de 2021.

MIRANDA, R. F. C. **Análise da inserção de geração distribuída de energia solar fotovoltaica no setor residencial brasileiro**. 2013. 309 p. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

INCENTIVE SOLAR. **Geração distribuída fotovoltaica**. Porto Alegre, 2018. Disponível em: <<https://incentivesolar.com.br/geracao-distribuida/>>. Acesso em: 25 de Maio de 2021.

HCC ENERGIA SOLAR. **Kit de energia solar: Saiba quais são os equipamentos utilizados**. Tocantins, 2018. Disponível em: <<https://hccenergiasolar.com.br/posts/kit-de-energia-solar-saiba-quais-sao-os-equipamentos-utilizados/>>. Acesso em: 22 de Maio de 2021.

CANAL SOLAR. **Entenda as especificações básicas dos componentes da string box**. São Paulo, 2019. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/entenda-as-especificacoes-basicas-string-box/>>. Acesso em: 21 de Maio de 2021.

ROSA, D. **Ajuste de tap de transformadores para controle de tensão de subestações de energia elétrica usando controlador fuzzy**. Congresso Brasileiro de Redes Neurais, 2007. Disponível em: <https://fei.edu.br/sbai/sbai2007/docs/31022_1.pdf>. Acesso em: 20 de Maio de 2021.

GONÇALVES, R. **Influência da geração distribuída em redes de distribuição de energia elétrica**. Brazilian Technology Symposium. 2016. Disponível em: <<https://www.lcv.fee.unicamp.br/images/BTSym-16/proceedings/pa53-16-edited.pdf>>. Acesso em: 20 de Maio de 2021.

MACHADO, M. F. S. O. **Tutorial para aplicação do software OpenDSS na análise de redes de distribuição de energia elétrica**. 2017. 134 p. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Maranhão, São Luís – MA, 2017.

CARVALHO, E. B. **Monitoramento de tap dos transformadores de consumidores de média tensão**. Encontro Latino-Americano De Iniciação Científica (INIC), 2010.

PEREIRA, P. R. S. **Métodos para otimização dos ajustes dos reguladores de tensão e zonas de tap em sistemas de distribuição**. 2009. 149 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria – RS, 2009.

ORIGA, L. C. **Qualidade da energia elétrica**, 2016. 28 slides. Disponível em: <https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/lqee1668/qee2016_unesp_2_vtld_perfil.pdf>. Acesso em: 20 de Maio de 2021.

COSTA, L. M. **Análise da importância da energia elétrica no crescimento econômico brasileiro**. Encontro Latino-Americano de Iniciação Científica (INIC), 2004.

OLIVEIRA, O.G. **Energia solar: um passo para o crescimento**. REGRAD – Revista Eletrônica de Graduação do UNIVEM, 2017.

V. RIGONI E A. KEANE. **Open-DSOPF: uma formulação de fluxo de potência ideal de fonte aberta integrada com OpenDSS**, 2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), 2020, pp. 1-5.

ELETRICITY. **Quais os tipos e como funciona o tap dos transformadores**. Belo Horizonte: Eletricity, 2020. 1 vídeo (14 min). Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=gZ1bU0en5Ro>>. Acesso em: 29 de Maio de 2021.

SANTOS, R. M.; RODRIGUES, M. S.; CARNIELLO M. F. **Energia e sustentabilidade: panorama da matriz energética brasileira**. Revista Scientia 15, Salvador, v. 6, n. 1, jan./abr. 2021.

PROCEL. **Pesquisa de posses e hábitos de uso de equipamentos elétricos na classe residencial – Nordeste, 2019**. Eletrobrás, 2019. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/SiteAssets/Paginas/PPH-2019/REGIOES_NORDESTE.PDF>. Acesso em: 30 de Março de 2021.

SILVA, H. D. **Avaliação dos valores de tensão no PAC de uma rede de distribuição de energia elétrica com a variação da demanda dos consumidores após a inserção de geração distribuída fotovoltaica.** 2021. 65 p. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande – PB, 2021.

ENERGISA. **NDU-004.3: Instalações básicas para construção de redes de distribuição de baixa tensão multiplexadas.** Revisão 5.0. p. 24. 2012.

S. NIE *et al.* ., **Analysis of the impact of DG on Distribution network reconfiguration using OpenDSS,** IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies , 2012, pp. 1-5.

ENERGISA. **NTD-12: Montagem de redes aéreas secundária isoladas com cabos multiplexados.** p. 17, 29. 2014.