



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENERGIA NUCLEAR
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM TECNOLOGIAS ENERGÉTICAS E
NUCLEARES

GUSTAVO FERNANDES DE NEGREIROS

**IMPACTO DA INSTALAÇÃO MASSIVA DE SISTEMAS FV DISTRIBUÍDOS NO
DESEMPENHO DA REDE ELÉTRICA**

Recife

2018

GUSTAVO FERNANDES DE NEGREIROS

**IMPACTO DA INSTALAÇÃO MASSIVA DE SISTEMAS FV DISTRIBUIDOS NO
DESEMPENHO DA REDE ELÉTRICA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Tecnologias Energéticas e Nucleares.

Área de Concentração: Fontes Renováveis de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Chigueru Tiba

Co-orientador: Prof. Dr. José Bione Filho

Recife

2018

GUSTAVO FERNANDES DE NEGREIROS

**IMPACTO DA INSTALAÇÃO MASSIVA DE SISTEMAS FV DISTRIBUIDOS NO
DESEMPENHO DA REDE ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Tecnologias Energéticas e Nucleares.

Aprovada em: 26/07/2018

BANCA EXAMINADORA

Prof^o. Dr. Chigueru Tiba (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof^o. Dr. José Bione Filho (Coorientador)
Universidade de Pernambuco/CHESF-PE

Prof^o. Dr. Carlos Alberto Brayner de Oliveira Lira (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof^o. Dr. Fernando Roberto de A. Lima (Examinadora Externa)
Centro Regional de Ciências Nucleares do Nordeste

Prof^o. Dr. Alcides Codeceira Neto (Examinador Externo)
Universidade de Pernambuco/CHESF-PE

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por me dar forças para superar as situações difíceis e por mais esta oportunidade de adquirir nova experiência e aprendizado.

Agradeço imensamente a minha família por serem meus exemplos e guiarem no meu caminho, por sempre apoiarem minhas escolhas e também me prevenirem nos momentos que as decisões não são as mais acertadas.

Ao Prof. Dr. Chigueru Tiba pela orientação, paciência, dedicação, ensinamentos, apoio e confiança durante a execução deste trabalho, além das oportunidades oferecidas que contribuíram profissional e pessoalmente. Alguém além de um orientador.

Ao Prof. Msc Igor Cavalcante Torres, da UFAL, amigo que contribuiu bastante para o desenvolvimento deste trabalho, pelos ensinamentos, orientações, apoio, paciência e dedicação em conseguir e modelar as informações necessárias para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao laboratório de irrigação e agrometeorologia do centro de ciências agrárias da Universidade Federal de Alagoas, por ter disponibilizado os dados das medições da sua unidade solarimétrica, o que contribuiu significativamente para o desenvolvimento deste trabalho.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pela concessão da bolsa de mestrado.

Aos demais membros da banca, pelas contribuições indispensáveis para a conclusão da versão final desta dissertação.

A minha namorada, Maria Gabriela, pelo apoio, atenção, motivação, compreensão, dedicação e incentivo, além de compreender minhas ausências.

A todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a elaboração desta tese.

Aos professores e funcionários do DEN-PROTEN UFPE, que de algum modo colaboraram com o desenvolvimento deste trabalho e a minha formação.

RESUMO

A geração fotovoltaica surgiu no ambiente mundial como uma alternativa para compor a geração elétrica, através dos conceitos de uma energia limpa e renovável. Diante do cenário atual, com avanços tecnológicos e medidas regulamentares usadas pelas concessionárias e órgãos de energia, alavancou a busca e a instalação de sistemas de geração elétrica FV. O objetivo deste trabalho é avaliar os impactos causados pela alta penetração de sistemas fotovoltaicos distribuídos e concentrados à rede elétrica de distribuição de baixa tensão. Neste trabalho foi utilizado um alimentador de distribuição real com parâmetros técnicos que seguiram os padrões normativos, embasados em manobras e ajustes nas características técnicas elétricas realizadas pelas concessionárias, na prática, para gerir o sistema elétrico. A partir destes conceitos foi parametrizado o ambiente de programação no software OpenDSS, considerando, durante as análises, as variações temporais para a demanda de carga e da geração FV, proporcionando realizar as simulações e obter resultados mais realistas possíveis. Os estudos foram realizados no software e se direcionaram em verificar o comportamento do fluxo de potência ativa, variações de tensões e as perdas técnicas totais nas linhas e nos barramentos finais de linha, bem como, nos trechos intermediários e na saída do transformador. Com relação ao nível de tensão, foram observadas elevações nos níveis de tensão quando houve a conexão massiva de sistemas FV monofásicos e trifásicos simultâneos aos barramentos alocados nos finais de linha do alimentador. Estas elevações ocorreram nos pontos de conexão dos sistemas FV violando os padrões normativos de tensão, além de proporcionar o desequilíbrio de tensão entre as fases, que se propagou para as linhas e barramentos adjacentes. Com relação ao fluxo de potência ativa no sistema distribuidor, se evidenciou os maiores e mais severos fluxos de potência reversos quando houve a conexão massiva de sistemas FV monofásicos individualmente e a conexão de um sistema FV trifásico de 65 kW pontual, respectivamente. Para estes casos, o alimentador estava submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno e com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados. Com relação às perdas técnicas totais, as mais expressivas e significativas ocorreram com a inserção massiva de sistemas FV monofásicos individualmente, monofásicos e trifásicos simultâneos e para um sistema FV trifásico de 65 kW pontual. De maneira geral, os resultados observados representaram os impactos negativos decorrentes da alta penetração de sistemas FV na rede elétrica de distribuição de baixa tensão, através dos problemas evidenciados no fluxo de potência ativa

nas linhas de distribuição, nos padrões normativos de tensão nos barramentos e nas linhas, bem como elevação das perdas técnicas totais.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico. Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica de baixa tensão. Rede de distribuição BT. Geração Distribuída. Geração Fotovoltaica. OpenDSS. Qualidade da Energia Elétrica. Alta penetração de sistemas FV.

ABSTRACT

The photovoltaic generation emerged in the world environment as an alternative to compose the electric generation, through the concepts of a clean and renewable energy. Faced with the current scenario, with technological advances and regulatory measures used by concessionaires and energy agencies, leveraged the search and installation of PV electrical generation systems. The objective of this work is to evaluate the impacts caused by the high penetration of photovoltaic systems distributed and concentrated to the electric network of low voltage distribution. In this work a real distribution feeder was used with technical parameters that followed the normative standards, based on manoeuvres and adjustments in the electrical technical characteristics carried out by the concessionaires, in practice, to manage the Electrical system. From these concepts was parameterized the programming environment in the OpenDSS software, considering during the analysis the temporal variations for load demand and the FV generation, providing to perform the simulations and to obtain as more realistic results as possible. The studies were carried out in the software and were directed to verify the behavior of the active power flow, variations of tensions and the total technical losses in the lines and the end-line buses, as well as, in the intermediate stretches and the output of the Transformer. In relation to the voltage level, elevations were observed in the voltage levels when there was a massive connection of simultaneous phase and three-phase FV systems to the buses allocated at the end of the feeder line. These elevations occurred at the connecting points of the FV systems violating the regulatory standards of tension, in addition to providing the tension imbalance between phases, which propagated to adjacent lines and buses. With regard to the active power flow in the Distributor system, the largest and most severe reverse power flows were demonstrated when there was the massive connection of FV phase Individually systems.

Keywords: Photovoltaic system. low voltage electrical power distribution systems. BT distribution network. distributed generation. photovoltaic generation. OpenDSS. electric power quality. high penetration of FV systems.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1- Valores acumulados de conexões e consumidores que recebem os créditos de micro e minigeração distribuída até maio de 2017.	22
Figura 2- Distribuição de geradores instalados por fonte de energia.	23
Figura 3- Projeção do número de consumidores de sistemas fotovoltaicos.	24
Figura 4- Evolução da instalação fotovoltaica no mundo.	26
Figura 5- Esquema simplificado com inversor na interface de conexão.	30
Figura 6- Conexão de acessante com transformador com capacidade de até 225 kVA e medição em baixa tensão.	32
Figura 7- Conexão de acessante com transformador com capacidade acima de 225 kVA e medição em média tensão.	32
Figura 8- Carga mascarada – Fluxo de demanda de carga convencional e fluxo de demanda de carga medida em um dia de carregamento máximo.	34
Figura 9- Queda de tensão representativa em um alimentador (<i>feeder</i>) de distribuição em função da distância da subestação.	36
Figura 10- Impacto da energia fotovoltaica no perfil de tensão do alimentador.	37
Figura 11- Representação de um ilhamento não-intencional.	43
Figura 12- Representação de um sistema de distribuição convencional.	44
Figura 13- Representação de um sistema convencional com um gerador fotovoltaico conectado.	44
Figura 14- Esquema geral de um sistema elétrico de potência.	47
Figura 15- Curva de carga diária de um sistema elétrico	50
Figura 16- Representação das curvas de carga das unidades consumidoras	50
Figura 17- Diagrama esquemático do modelo de simulação de sistema fotovoltaico.	53
Figura 18- Curvas do modelo do sistema fotovoltaico.	55
Figura 19- Representação de barramento com “N” nós.	55
Figura 20- Representação do modelo de subestação do OpenDSS.	56
Figura 21- Diagrama unifilar do sistema elétrico agrupado por diferentes níveis de tensão. ..	60
Figura 22- Sistema de distribuição de energia elétrica de baixa tensão real	63
Figura 23- Representação da geometria espacial dos espaçamentos aéreos e configuração dos condutores elétricos para o modelo S4E nas redes elétricas urbanas.	65
Figura 24- Curvas de cargas do perfil residencial e industrial	68
Figura 25- Perfil diário, médio mensal para o mês com máxima irradiação solar.	69

Figura 26- Curva de variação de temperatura diária.	70
Figura 27- Sistema elétrico real (base) modelado e simulado no software OpenDSS	72
Figura 28- Localização dos sistemas fotovoltaicos monofásicos conectados ao alimentador real	74
Figura 29- Localização dos sistemas fotovoltaicos trifásicos conectados ao alimentador real	74
Figura 30- Representação da distribuição geográfica e localização dos componentes elétricos envolvidos no processo de análise e estudo no sistema elétrico real.....	75
Figura 31- Comportamento do fluxo de potência ativa na subestação elétrica com o alimentador submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional e injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados...	78
Figura 32- Comportamento do fluxo de potência ativa na subestação elétrica com o alimentador submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno e com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados...	79
Figura 33- Representação do percentual de compensação da potência ativa para os casos em análise, com o alimentador submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional e com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.....	81
Figura 34- Representação do percentual de compensação da potência ativa para os casos em análise com o alimentador submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno e com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.	82
Figura 35- Comportamento do fluxo de potência ativa na subestação elétrica com o alimentador submetido à curva de demanda com carregamento convencional e com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.	83
Figura 36- Representação do percentual de compensação de potência ativa para os casos em análise com o alimentador submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional e com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.....	85
Figura 37- Comportamento do fluxo de potência ativa na subestação elétrica com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com baixo carregamento diurno e com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.	86

Figura 38- Comportamento do fluxo de potência ativa na Linha_barra09barra10 com o alimentador submetido à curva de demanda com carregamento convencional e com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados...	88
Figura 39- Comportamento do fluxo de potência ativa na Linha_barra09barra10 com o alimentador submetido à curva de demanda com carregamento convencional e com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.	89
Figura 40- Comportamento do fluxo de potência ativa na Linha_barra09barra10 com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com baixo carregamento diurno e com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.	91
Figura 41- Comportamento do fluxo de potência ativa na Linha_barra09barra10 com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com baixo carregamento diurno e com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.	91
Figura 42- Comportamento do fluxo de potência ativa na Linha_barra19barra20 com o alimentador submetido à curva de demanda com carregamento convencional e com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados...	93
Figura 43- Comportamento do fluxo de potência ativa na Linha_barra19barra20 com o alimentador submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno e com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados...	94
Figura 44- Comportamento do fluxo de potência ativa na Linha_barra19barra20 com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com carregamento convencional e com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.	95
Figura 45- Comportamento do fluxo de potência ativa na Linha_barra19barra20 com o alimentador submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno e com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.	95
Figura 46- Comportamento do fluxo de potência ativa na Linha_barra05barra17 com o alimentador submetido à curva de demanda com carregamento convencional e com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados...	97
Figura 47- Comportamento do fluxo de potência ativa na Linha_barra05barra17 com o alimentador submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno e com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados...	98

Figura 48- Comportamento do fluxo de potência ativa na Linha_barra05barra17 com o alimentador submetido à curva de demanda com carregamento convencional e com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.	99
Figura 49- Comportamento do fluxo de potência ativa na Linha_barra05barra17 com o alimentador submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno e com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.	100
Figura 50- Análise da tensão na barra 02 com alimentador submetido à curva de demanda com o carregamento convencional e com 70% da potência nominal do transformador de potência injetada pelos sistemas FV's conectados.	103
Figura 51- Análise da tensão na barra 02 com alimentador submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno e com 70% da potência nominal do transformador de potência injetada pelos sistemas FV's conectados.	104
Figura 52- Análise da tensão na barra 02 com alimentador submetido à curva de demanda com o carregamento convencional e com 100% da potência nominal do transformador de potência injetada pelos sistemas FV's conectados.	105
Figura 53- Análise da tensão na barra 02 com alimentador submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno e com 100% da potência nominal do transformador de potência injetada pelos sistemas FV's conectados.	106
Figura 54- Análise da tensão na barra 10 com alimentador submetido à curva de demanda com o carregamento convencional e com 70% da potência nominal do transformador de potência injetada pelos sistemas FV's conectados.	108
Figura 55- Análise da tensão na barra 10 com alimentador submetido à curva de demanda com um baixo carregamento diurno e com 70% da potência nominal do transformador de potência injetada pelos sistemas FV's conectados.	110
Figura 56- Análise da tensão no barramento 10 com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com carregamento convencional e com 100% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.	111
Figura 57- Análise da tensão no barramento 10 com o alimentador submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno e com 100% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.	113
Figura 58- Análise da tensão no barramento 20 com o alimentador submetido à curva de demanda com carregamento convencional e com 70% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.	114

Figura 59- Análise da tensão no barramento 20 com o alimentador submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno e com 70% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.	115
Figura 60- Análise da tensão no barramento 20 com o alimentador submetido à curva de demanda com carregamento convencional e com 100% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.	116
Figura 61- Análise da tensão no barramento 20 com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com baixo carregamento diurno e com 100% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.	117
Figura 62- Análise da tensão no barramento 05 com o alimentador submetido à curva de demanda com carregamento convencional e com 70% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.	119
Figura 63- Análise da tensão no barramento 05 com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com baixo carregamento diurno e com 70% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.	120
Figura 64- Análise da tensão no barramento 05 com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com carregamento convencional e com 100% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.	121
Figura 65- Análise da tensão no barramento 05 com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com baixo carregamento diurno e com 100% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.	123
Figura 66- Comportamento do fluxo de potência ativa para o sistema FV pontual trifásico de 65 kW, com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com carregamento convencional.....	125
Figura 67- Comportamento do fluxo de potência ativa para o sistema FV pontual trifásico de 65 kW, com o alimentado submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno.....	127
Figura 68- Análise das tensões nos barramentos do alimentador, quando o mesmo é submetendo à uma curva de demanda com o carregamento convencional.	130
Figura 69- Análise das tensões nos barramentos do alimentador, quando o mesmo é submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno.....	132
Figura 70- Perdas técnicas totais, em kW, em função dos casos analisados considerando o alimentador submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional para	

um dia, com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos GD conectados.	135
Figura 71- Perdas técnicas totais, em kW, em função dos casos analisados considerando o alimentador submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional para um dia, com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos GD conectados.	136
Figura 72- Perdas técnicas totais, em kW, em função dos casos analisados considerando o alimentador submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno para um dia, com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos GD conectados.	137
Figura 73- Perdas técnicas totais, em kW, em função dos casos analisados considerando o alimentador submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno para um dia, com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos GD conectados.	138
Figura 74- Percentual de perdas técnicas totais, em %, em função dos casos analisados considerando o alimentador submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional para um dia, com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos GD conectados.	139
Figura 75- Percentual de perdas técnicas totais, em %, em função dos casos analisados considerando o alimentador submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional para um dia, com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos GD conectados.	140
Figura 76- Percentual de perdas técnicas totais, em %, em função dos casos analisados considerando o alimentador submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno para um dia, com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos GD conectados.....	141
Figura 77- Percentual de perdas técnicas totais, em %, em função dos casos analisados considerando o alimentador submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno para um dia, com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos GD conectados.....	142
Figura 78- Percentual de perdas técnicas totais, em %, para o caso com conexão de um sistema pontual trifásico injetado 65 kW ao alimentador de distribuição de baixa tensão.	143

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Representação das instalações solares no Brasil.	24
Tabela 2- Requisitos em função da potência instalada.....	31
Tabela 3- Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (220/127) e (380/220).	40
Tabela 4- Tempo de Resposta às condições anormais de tensão.	41
Tabela 5- Características básicas para modelagem do elemento transformador.	58
Tabela 6- Características básicas para inserção do elemento Reg Control.	59
Tabela 7- Alimentadores Testes desenvolvidos <i>pelo Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE)</i> representando seus níveis de tensão, comprimento, número de cargas, potência.....	61
Tabela 8- Características das cargas presentes no sistema de distribuição real para cada barra individualmente.	64
Tabela 9- Parâmetros utilizados para definir a linha de distribuição real no OpenDSS.	65
Tabela 10- Parâmetros das linhas de distribuição do sistema de distribuição real com referência às suas conexões e o seu respectivo comprimento.	66
Tabela 11- Representação do arranjo de linha com os valores das resistências, impedâncias e capacitâncias.	67
Tabela 12- Representação do aspecto quantitativo por fase do fluxo de potência reverso em (kW) com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com baixo carregamento diurno e com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.....	80
Tabela 13- Representação do aspecto quantitativo por fase dos fluxos de potência reversos com o alimentador submetido à curva de demanda com carregamento convencional e com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.	84
Tabela 14- Representação do aspecto quantitativo por fase do fluxo de potência reverso com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com baixo carregamento diurno e com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.	87
Tabela 15- Representação do aspecto quantitativo por fase do fluxo de potência reverso com o alimentador submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno e com injeção de 65 kW em um único ponto do alimentador.	129

Tabela 16- Parâmetros do transformador de potência de baixa tensão da rede elétrica real..	152
Tabela 17- Linhas no sistema de distribuição real de baixa tensão.....	152
Tabela 18- Cargas no sistema de distribuição real de baixa tensão.....	153

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CTF	Comprehensive Distribution test feeder (Alimentador teste de distribuição abrangente)
DSV	Dispositivo de Seccionamento Visível
EPRI	Electric Power Research Institute
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FP	Fator de Potência
FV	Fotovoltaico(a)
GD	Gerador distribuído
GDFV	Geração distribuída fotovoltaica
GW	Gigawatts
IEA	International Energy Agency (Agência Internacional de Energia)
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
kWh	Kilowatt hora
kV	Kilovolt
kVA	Kilovoltampere
kVAR	Kilovoltampere reativo
MME	Ministério de Minas e Energia
MT	Média Tensão
NEV	Neutral – to – Earth voltage (Tensão Neutro à terra)
OpenDSS	The Open Distribution System Simulator
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PVPS	Photovoltaic Power Systems Programme
Pu	Sistema por unidade
PQ	Potência Constante
RMS	Regime Permanente Senoidal
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TAP	Transformador com divisão central
TC	Transformador de Corrente
W	Watts

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	21
1.1 SITUAÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO PAÍS.....	21
1.2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO MUNDO	25
1.3 OBJETIVOS.....	26
1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	27
2 REVISÃO DE LITERATURA.....	28
2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	28
2.2 REGULAMENTAÇÕES TÉCNICAS	28
2.2.1 Configuração dos sistemas FV na rede elétrica: Microgeração distribuída	29
2.2.2 Conexão dos sistemas FV na rede elétrica: Minigeração distribuída.....	31
2.3 IMPACTO DA ALTA PENETRAÇÃO SOLAR EM NÍVEL DE DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA.....	33
2.3.1 Impactos relacionados à sobrecarga	33
2.3.2 Impactos relacionados à regulação de tensão	35
2.3.3 Sobretensão e queda de tensão ao longo do alimentador	36
2.3.4 Potencial regulação de tensão.....	38
2.4 IMPACTOS DE TENSÃO NA QUALIDADE DA ENERGIA	38
2.4.1 Variação de tensão em regime permanente	39
2.4.2 Flutuações de tensão (<i>Flicker</i>).....	41
2.5 ILHAMENTO NÃO INTENCIONAL.....	42
2.6 FLUXO DE POTÊNCIA REVERSA	43
2.7 PERDAS ELÉTRICAS	45
2.8 IMPACTO NA PROTEÇÃO ELÉTRICA	46
2.9 ESTADO NORMAL DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA.....	46
2.9.1 Níveis de tensão no sistema elétrico.....	47
2.9.2 Carga elétrica.....	48
2.9.3 Modelamento da carga em estudos de fluxo de potência	48
2.9.4 Curva de demanda de carga.....	49
2.9.5 Perfil de carga diária de unidades consumidoras.....	50
3 MATERIAL E MÉTODOS	52
3.1 SOFTWARE OPENDSS.....	52
3.2 ELEMENTOS BÁSICOS DO SISTEMA ELÉTRICO NO OPENDSS.....	52

3.2.1	Modelo do sistema fotovoltaico	52
3.2.2	Barramento	55
3.2.3	Subestação	56
3.2.4	Carga.....	57
3.2.5	Banco Capacitor	57
3.2.6	Linha.....	57
3.2.7	Transformador	58
3.2.8	Regulador de tensão.....	59
3.3	ALIMENTADORES DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....	59
3.3.1	Descrição e modelamento de alimentadores testes	59
3.3.2	Detalhamento do sistema de distribuição real	62
3.3.3	Caracterização dos parâmetros do sistema de distribuição real	64
3.3.4	Parâmetros de entrada no sistema de distribuição real no OpenDss	67
3.3.4.1	<i>Curvas de cargas diárias.....</i>	67
3.3.4.2	<i>Curvas de Irradiação e temperatura para o sistema fotovoltaico.....</i>	68
3.4	METODOLOGIA PARA ANÁLISES DOS IMPACTOS DA INSERÇÃO MASSIVA DE SISTEMAS FV	70
3.4.1	Descrição dos Cenários para simulações do sistema real.....	70
3.4.1.1	<i>Cenário 1- Sistema de distribuição Real sem conexão de geração distribuída Fotovoltaica... 71</i>	71
3.4.1.2	<i>Cenário 2- Sistema de distribuição real com inserção massiva de sistemas FV residenciais monofásicos e trifásicos com demandas de potência fotovoltaica variando com o perfil diário. 72</i>	72
3.4.1.3	<i>Cenário 3- Sistema de distribuição real com inserção de microgeração FV de 65 kW 74</i>	74
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	76
4.1	ANÁLISE DO FLUXO DE POTÊNCIA.....	76
4.1.1	Análise do fluxo de potência: Na subestação transformadora.....	77
4.1.2	Análise do fluxo de potência: Na linha_barra09barr10, final de linha.....	88
4.1.3	Análise do fluxo de potência: Na Linha_barra19barra20 final de linha.....	92
4.1.4	Análise do fluxo de potência: Na Linha_barra05barra17 trecho intermediário do circuito	96
4.2	ANÁLISE DO NÍVEL DE TENSÃO	101
4.2.1	Análise do nível de tensão: Na barra 02 próxima ao secundário do transformador de distribuição.102	102
4.2.2	Análise do nível de tensão: Nas barras 10 e 20 finais de linha.	107
4.2.3	Análise do nível de tensão: Na barra 05 trecho intermediário do circuito	118

4.3 ANÁLISES DO FLUXO DE POTÊNCIA E VARIAÇÃO DE TENSÃO PARA O SISTEMA PONTUAL DE 65KW	124
4.3.1 Análise do fluxo de potência para o sistema pontual	124
4.3.2 Análise do nível de tensão para o sistema pontual	130
4.4 PERDAS TÉCNICAS TOTAIS	134
5 CONCLUSÕES.....	144
5.1 TRABALHOS FUTUROS	146
REFERÊNCIAS	148
APÊNDICE A – PARÂMETROS DO SISTEMA REAL DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO.....	152

1 INTRODUÇÃO

Nos dias atuais percebe-se que o avanço tecnológico possui uma dependência crescente de energia elétrica para suprir suas necessidades, sejam elas no setor residencial, industrial ou comercial. Diante deste cenário de crescimento do uso de equipamentos eletroeletrônicos tais como celulares, televisores, ar-condicionado e entre outros, esta ocorrendo o aumento significativo da demanda de energia elétrica solicitada às matrizes geradoras (MILLER et al., 2010).

A energia elétrica é um recurso indispensável e vital para a sociedade moderna, e por isso, os países estão buscando a diversificação das fontes energéticas, com intuito de manter o abastecimento de energia elétrica contínua e de forma confiável. Outro aspecto importante é a redução da dependência dos recursos energéticos fósseis para reduzir o desequilíbrio gerado pela queima dos combustíveis derivados do petróleo que contribui significativamente para o aquecimento global (OECD; IEA, 2016).

A energia elétrica pode ser gerada de diversas formas com o uso de fontes renováveis de energia, como por exemplo, o uso de sistemas fotovoltaicos que vêm ganhando espaço e destaque crescente na matriz energética mundial (IEA, 2017).

Nesse cenário, destaca-se a utilização de sistemas fotovoltaicos de pequeno e médio porte em grandes centros urbanos através da geração distribuída e conectados à rede de distribuição elétrica convencional. Estes sistemas possuem a característica de geração descentralizada, fornecendo eletricidade às cargas localizadas e próximas aos mesmos. O uso desta forma de geração apresenta várias vantagens, como a redução dos custos devido à não necessidade de expansão de alimentadores, redução das perdas na transmissão e na distribuição da energia elétrica, além da sua flexibilidade de implantação em função de seu pequeno porte e modularidade (IEA; NREL, 2017).

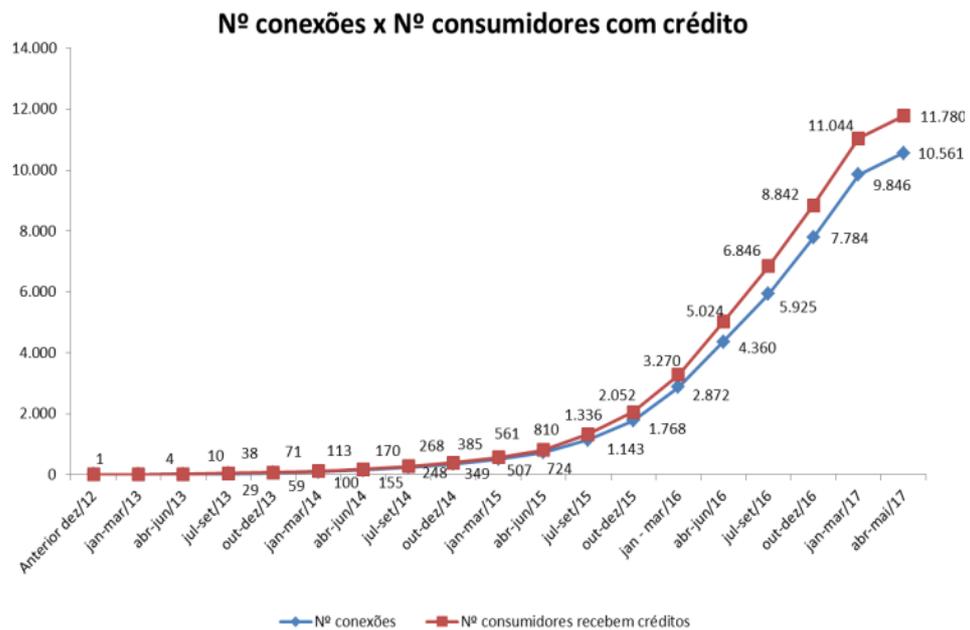
1.1 SITUAÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO PAÍS

O setor energético brasileiro possui um potencial enorme para a utilização de energia solar distribuída, seja pela abundância do recurso solar como também porque a maior parte da população brasileira hoje é urbana.

Na Figura 1 fica evidenciado a partir de 2017, que o número de conexões realizadas e de consumidores que receberam créditos na fatura de energia elétrica pelo excedente de

potência gerada e fornecida à concessionária, cresceu de forma acentuada em relação ao ano de 2016. Com relação aos anos antecedentes este crescimento foi bastante superior, demonstrando que os investimentos e a busca pela geração de energia elétrica através das fontes alternativas estão crescendo de forma acelerada.

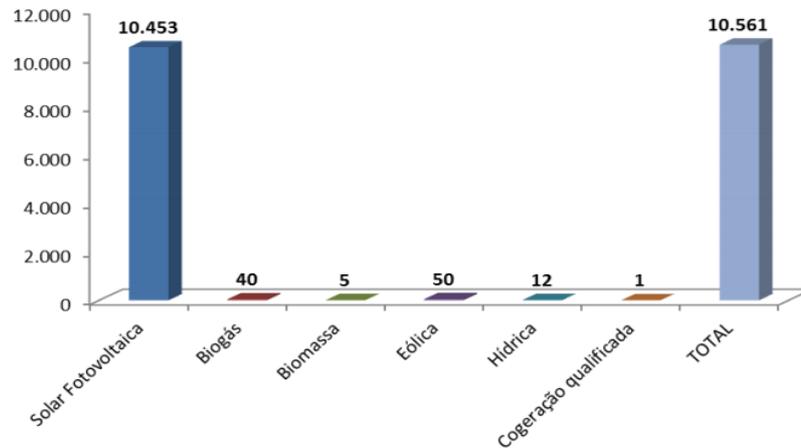
Figura 1- Valores acumulados de conexões e consumidores que recebem os créditos de micro e minigeração distribuída até maio de 2017.



Fonte: (ANEEL, 2017a)

Conforme mostrado na Figura 2, das 10.561 conexões realizadas até maio de 2017, 10.453 conexões foram realizadas através do uso da fonte solar fotovoltaica, indicando que os sistemas fotovoltaicos, dentre as outras fontes, representaram 99% do número de instalações realizadas até maio de 2017.

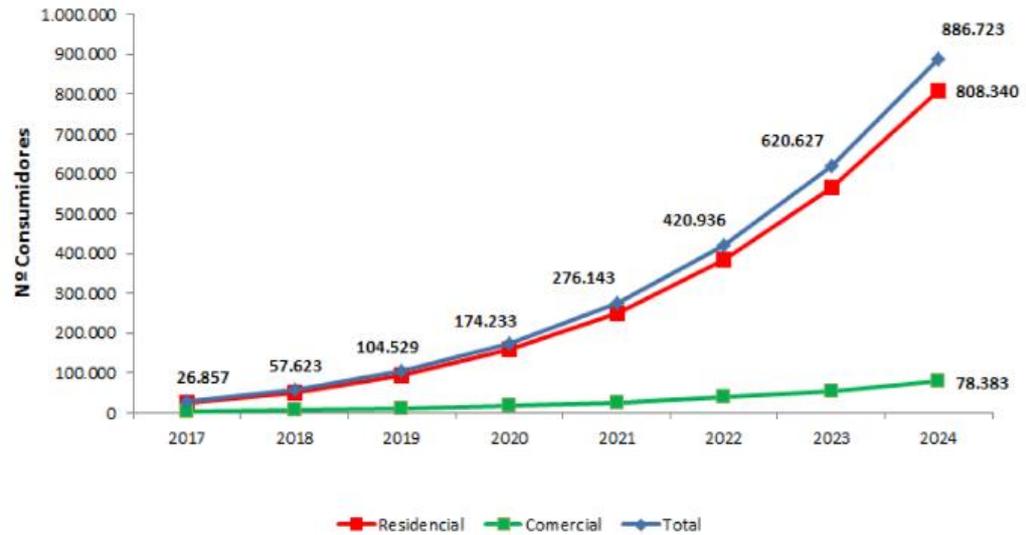
Figura 2- Distribuição de geradores instalados por fonte de energia.



Fonte: (ANEEL, 2017a)

O Ministério de Minas e Energia (MME) em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) estimam que seja possível alcançar em termos de potência cerca de 7.000 MW de energia solar FV no Brasil até o ano de 2024, sem contar com a contribuição de outras fontes renováveis que são incluídas no contexto da geração distribuída Eólica e biomassa (MME; EPE, 2015).

Segundo (ANEEL, 2017a) e (MME; EPE, 2015), se as projeções concretizarem no decorrer dos anos vindouros, em 2020 haverá aproximadamente 174 mil sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição no Brasil, sendo responsável por 0,21% do total de consumidores. Estima-se que até o ano de 2024 sejam 886 mil sistemas fotovoltaicos tanto para sistemas residenciais quanto para comerciais, conforme mostrado na Figura 3, onde são evidenciadas as projeções do plano decenal de energia elétrica até 2024. Nesse caso, a potência elétrica instalada utilizando a energia solar como fonte de energia irá representar cerca de 4% da potência total do país. Para comparação, a base atual corresponde a uma contribuição de 0,02% da potência elétrica do Brasil (MME; EPE, 2015).

Figura 3- Projeção do número de consumidores de sistemas fotovoltaicos.

Fonte: (MME; EPE, 2015)

Conforme (ANEEL, 2017b), em 2015 a Agência Nacional de Energia Elétrica começou a adotar uma nova sistemática de contabilizar os sistemas fotovoltaicos, separados em outorgadas com registro e em distribuídas, conforme mostrado na Tabela 1.

Tabela 1- Representação das instalações solares no Brasil.

Tipo de Registro na ANEEL	MW			Nº de instalações		
	2015	2016	2017	2015	2016	2017
Outorga e Registro na ANEEL	21,2	23,0	331,7	24,0	42,0	60
Distribuída (telhados)	10,8	61,7	126,6	1250	7811	15609
Total	32,0	84,7	438,3	1274	7853	15669

Fonte: (ANEEL, 2017b)

Na Tabela 1 estão evidenciados os valores referentes aos dados coletados para o final do ano de 2017, destacando-se um total de 438,3 MW de potência instalada, correspondente aproximadamente a 15,7 mil instalações. O valor de 331,7 MW referente à “Outorga e Registro”, evidencia a potência instalada para micro e mini GD, dos quais, 37% correspondem ao setor comercial, 75% para o setor residencial e o industrial detém 81 kW por usuário. Do valor total de 331,7 MW, 10 MW estão em Pernambuco e são de propriedade da Enel Green Power Brasil, que possui uma fazenda solar em Tacaratu. Em Santa Catarina constam 4 MW, sendo 3,1 MW da Tractebel. Na Bahia constam 2,5 MW. As maiores instalações em operação são: 1) Fontes Solar I e II, PE, (5 MW cada); 2) Nova Aurora, SC

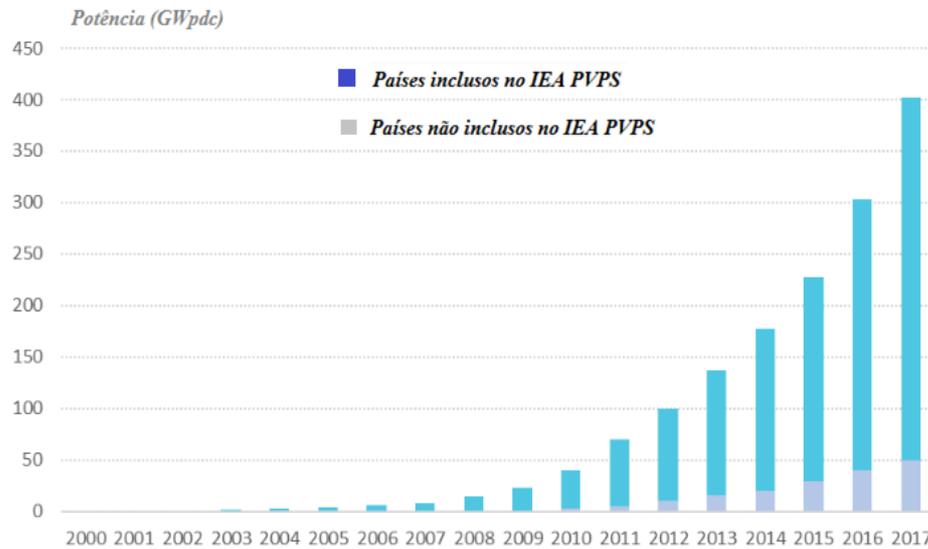
(3,07MW), 3) Sol Morada Salitre, BA (2,1 MW) e; 4) Central Mineirão, MG (1,4 MW). Na potência “Distribuída” com informações cedidas pelas concessionárias evidenciam um total de 126,6 MW, que representa a potência instalada em telhados, sendo 80% das instalações no setor residencial, industrial, serviços e agronegócios ficam com 20% (ANEEL, 2017b; MME, 2017; MME; EPE, 2015).

A característica principal dessa grande expansão da geração distribuída, especialmente a fotovoltaica, é a isenção na cobrança dos impostos ICMS e PIS/COFINS da energia exportada pelo gerador para a rede de distribuição elétrica, sendo tributado apenas pela energia que é recebida pela concessionária (ANEEL, 2012, 2015b)

1.2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO MUNDO

A capacidade total instalada no final de 2017 no mundo foi de 402,5 GW. Os 25 países participantes do IEAPVPS (International Energy Agency Photovoltaic Power System Programme) representaram, dessa capacidade mundial, 347 GW de instalações FV cumulativas juntas, principalmente conectadas à rede (IEA, 2016a) . Outros países que não fazem parte do programa PVPS representaram pelo menos 56 GW adicionais, distribuídos principalmente na Europa: o Reino Unido com 12,6 GW, República Checa com 2,2 GW , Grécia com 2,6 GW, Romênia com 1,3GW e Bulgária com 1 GW. Na sequência destes países, a Índia instalou mais de 18 GW e Taiwan mais de 1,8 GW. Muitos outros países instalaram sistemas fotovoltaicos, mas nenhum deles alcançou a escala de 50 GW, conforme é mostrado na Figura 4, segundo (IEA; INSTITUTE BECQUEREL(BE); JP, 2018)

Figura 4- Evolução da instalação fotovoltaica no mundo.



Fonte: (IEA; INSTITUTE BECQUEREL(BE); JP, 2018)

A China agora lidera as capacidades cumulativas com 131,0 GW, seguido pelo EUA (51 GW), Japão (49 GW) e a Alemanha com 42 GW. A Itália (19,7 GW) que ocupa o quinto lugar, a Índia, o sexto, com 18,3 GW, seguida do Reino Unido com 12,7 GW, ocupando o sétimo lugar. Todos os outros países estão abaixo da marca de 10 GW, como a França com 8 GW, Austrália com 7,2 GW e Espanha com 5,6 GW (IEA; INSTITUTE BECQUEREL (BE); (JP), 2018)

1.3 OBJETIVOS

Diante das perspectivas e projeções, tanto no cenário mundial como nacional, é possível constatar um aumento exponencial, nos próximos anos, da capacidade instalada de geradores fotovoltaicos interligados ao sistema de distribuição. Assim, é de suma importância o estudo dos possíveis impactos causados à rede de distribuição de baixa tensão, considerando um cenário de alta penetração de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Mais precisamente verificar, quais são os limites do sistema elétrico atual para inserção de energia solar FV, mantendo as condições de qualidade de energia elétrica atualmente fornecida. Adicionalmente é conveniente e necessário propor e adotar medidas para mitigar possíveis problemas causados ao sistema de distribuição devido ao caráter intrinsecamente estocástico da energia solar.

Assim, os objetivos deste trabalho são:

- Analisar os impactos oriundos da alta penetração de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica de distribuição de forma mais detalhada;
- Determinar quais os níveis de penetrações admissíveis para manter a variabilidade da tensão, regulação de tensão, variação de tensão nos barramentos, perdas técnicas do sistema e o fluxo de potência dentro da normatização atual;

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho está organizado em quatro tópicos que abordam de forma detalhada o tema. O primeiro tópico faz a introdução ao tema contextualizando as condições atuais do cenário brasileiro e mundial no que concerne à inserção massiva da tecnologia fotovoltaica. O segundo tópico aborda a revisão bibliográfica dos impactos que são ocasionados pela inserção massiva de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição elétrica de baixa tensão atual. O terceiro tópico foca a descrição do uso do programa OpenDSS, a metodologia de utilização para a modelagem do sistema elétrico e a descrição dos cenários a serem analisados para um alimentador real (*feeder*) de distribuição de baixa tensão. No quarto tópico são apresentadas as discussões e conclusões. Também são relacionadas às referências bibliográficas e apêndices com as descrições detalhadas das metodologias e suportes para o desenvolvimento deste trabalho.

2 REVISÃO DE LITERATURA

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A partir de 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, e com a sua alteração através da Resolução Normativa N°687/2015, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Trata-se do micro e da minigeração distribuídas de energia elétrica, inovações que podem aliar economia financeira, consciência socioambiental e auto-sustentabilidade. Os estímulos à geração distribuída se justificam pelos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico. Entre eles está o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética (ANEEL, 2012, 2015b).

2.2 REGULAMENTAÇÕES TÉCNICAS

As resoluções da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) N°482 e N°687 estabeleceram as normatizações para geração distribuída e o mecanismo de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012, 2015b).

Os parâmetros observados para a determinação da qualidade de serviço e qualidade do produto adotadas pelas concessionárias de energia elétrica, no país, são regidas pelas normas técnicas elaboradas pelas concessionárias de energia, com informações contidas no PRODIST (Procedimento de Distribuição) módulo 3 e módulo 8 respectivamente. As normas técnicas das concessionárias são destinadas aos consumidores que desejam instalar mini ou microgeradoras, em redes de distribuição de energia elétrica de baixo-alta tensão e que participarão do sistema de compensação de energia (ANEEL, 2017d, c)

Para assegurar qualidade do produto é definida a terminologia e os indicadores que caracterizam os fenômenos, os parâmetros que estabelecem limite e valores de referência, a metodologia de medição, a gestão das reclamações relativas à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão e os estudos específicos de qualidade da energia elétrica para fins de acesso aos sistemas de distribuição (ANEEL, 2017c). Para a qualidade de serviço são definidos os conjuntos de unidades consumidoras, são

estabelecidas as definições e os limites dos procedimentos relativos aos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento.

Entretanto, diante da abordagem de uma diversidade enorme de requisitos das normas e recomendações técnicas, este trabalho irá analisar somente conceitos referentes aos impactos na qualidade do produto oferecido pelas concessionárias em um cenário da alta penetração da geração fotovoltaica na rede de distribuição elétrica.

Com a atualização da resolução normativa N°482, redefiniu-se os limites de geração elétrica para diversos sistemas que integram a cogeração, que compõem a mini e microgeração. Então, se estabeleceu que potência instalada de até 75 kW trata-se de microgeração, e que a minigeração distribuída trata de potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas e até 5 MW para sistemas com cogeração qualificada (ANEEL, 2012, 2015b).

Um ponto que merece destaque nessa atual modificação da Resolução ANNEL N°482 é o sistema de compensação dos créditos das unidades consumidor-geradoras que não apresentam a geração e o consumo no único endereço. Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses (ANEEL, 2015b).

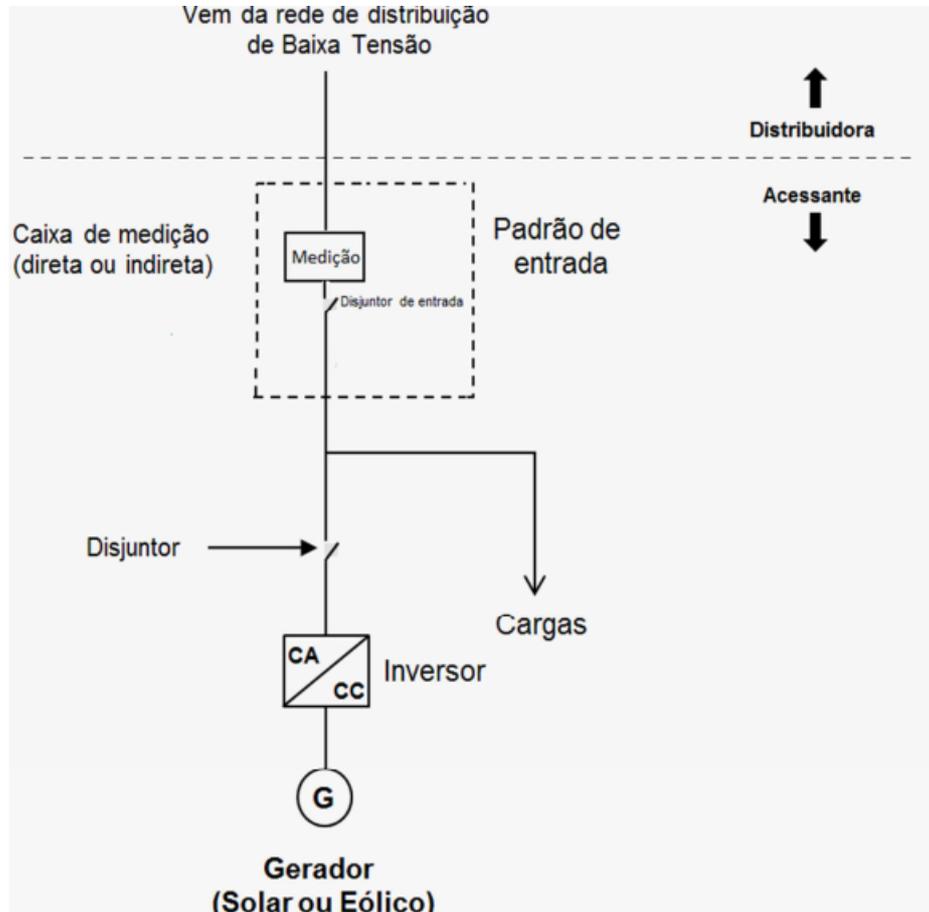
2.2.1 Configuração dos sistemas FV na rede elétrica: Microgeração distribuída

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, diante das condições de instalação, têm vida útil estimada de duas a três décadas, com manutenção e/ou modificação em alguns momentos, ao longo deste período. Construções ou obras elétricas nas imediações do arranjo fotovoltaico são muito prováveis, como, por exemplo, no telhado adjacente ao arranjo fotovoltaico ou modificações (estruturais ou elétricas) em uma edificação que possui um sistema fotovoltaico. A posição do sistema também pode mudar ao longo do tempo, particularmente daqueles montados em edifícios.

A potência instalada da microgeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada conforme mostrado na Figura 5. Caso o consumidor deseje instalar a central geradora com potência superior ao limite estabelecido, deve solicitar o aumento da potência disponibilizada à concessionária, de tal forma, que a interligação ao sistema elétrico se mantenha no mesmo

ponto de conexão da unidade consumidora, conforme é estabelecido o esquema simplificado na Figura 5 (NEOENERGIA, 2016).

Figura 5- Esquema simplificado com inversor na interface de conexão.



Fonte: (NEOENERGIA, 2016)

O esquema unifilar simplificado apresentado pela Figura 5 engloba os elementos básicos como a caixa de medição, disjuntor, inversor e gerador que fazem a composição de um sistema FV para realizar a interconexão com a rede elétrica da concessionária. De tal forma, fica sob responsabilidade do acessante atender aos requisitos de conexão e as prerrogativas legais impostas nos regulamentos normativos. Outra recomendação bastante importante descrita em ANEEL (2017c) está relacionada com a utilização dos inversores de frequência, instalados em local de fácil acesso, e com as proteções dispostas na Tabela 2, que possuem a função ativa de anti-ilhamento (ANEEL, 2017d)

Tabela 2- Requisitos em função da potência instalada.

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	Menor ou igual a 75kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5MW
Elemento de desconexão	sim	sim	sim
Elemento de interrupção	sim	sim	sim
Transformador de acoplamento	não	sim	sim
Proteção de sub e sobretensão	sim	sim	sim
Proteção de sub e sobrefrequência	sim	sim	sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	não	sim	sim
Proteção contra desbalanço de tensão	não	sim	sim
Sobrecorrente direcional	não	sim	sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	não	sim	sim
Relé de sincronismo	sim	sim	sim
Anti-ilhamento	sim	sim	sim
Medição	Sistema de medição bidirecional	Medidor 4 quadrantes	Medidor 4 quadrantes

Fonte: (ANEEL, 2017d; NEOENERGIA, 2016)

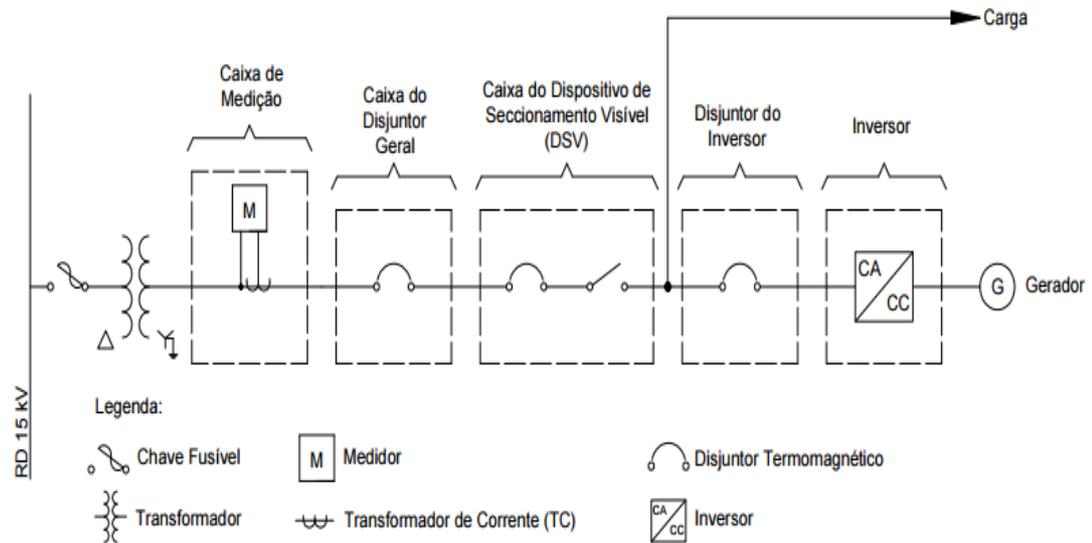
Ao analisar a Tabela 2, observa-se que para cada faixa de potência instalada de um sistema FV conectado à rede elétrica da concessionária, existe um requisito estabelecido em norma para ser atendido. De tal forma, que os elementos que estão classificados como afirmativos, devem ser itens indispensáveis para composição do esquema unifilar de projeto do sistema FV a ser conectado à rede elétrica.

2.2.2 Conexão dos sistemas FV na rede elétrica: Minigeração distribuída

Na minigeração distribuída, as tensões de operação entre fases têm valor eficaz de 1,0 kV até 36,2 kV, caracterizando um sistema de média tensão segundo (ANEEL, 2012; NEOENERGIA, 2017)

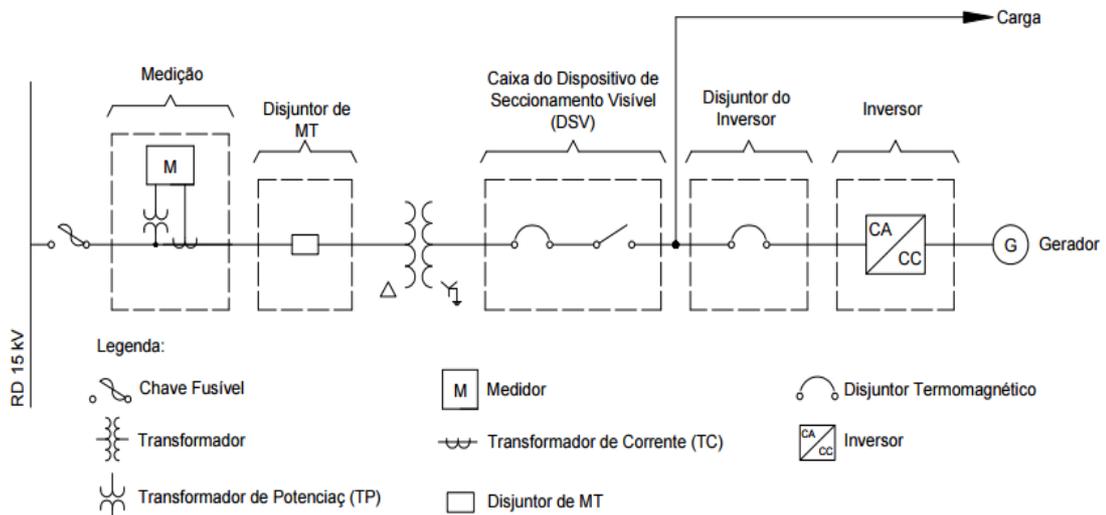
A configuração para a conexão de geradores que utilizam inversores como interface de conexão com transformadores de potência de até 225 kVA, com medição em baixa, deve ser configurado conforme a Figura 6 e com valor de potência acima de 225 kVA, de acordo com a Figura 7 (NEOENERGIA, 2017).

Figura 6- Conexão de acessante com transformador com capacidade de até 225 kVA e medição em baixa tensão.



Fonte: (NEOENERGIA, 2017)

Figura 7- Conexão de acessante com transformador com capacidade acima de 225 kVA e medição em média tensão.



Fonte: (NEOENERGIA, 2017)

O transformador de corrente (TC) poderá ser substituído ou se ausentar da configuração do diagrama, quando a medição for realizada de forma direta, dependendo da corrente que estiver no secundário do transformador. Além disso, o Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV) na configuração poderá ser substituído ou ser caracterizado pela própria chave fusível ou chave faca no padrão de entrada de energia do consumidor.

2.3 IMPACTO DA ALTA PENETRAÇÃO SOLAR EM NÍVEL DE DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA

À medida que a energia solar aumenta sua participação entre as demais fontes de geração de energia elétrica, é cada vez mais importante compreender os desafios técnicos novos, especialmente os efeitos diante da sua confiabilidade e estabilidade.

A inserção dos sistemas fotovoltaicos ao sistema distribuidor convencional de energia elétrica provoca limiares ou fenômenos operacionais não previstos anteriormente, como por exemplo, as correntes reversas, fluxo de potência reverso, variações temporais bruscas, aumento das perdas elétricas, variações de tensões muito além dos padrões aceitáveis e as violações nos parâmetros de proteção e frequência (BRÜNDLINGER et al., 2014; SAYEEF et al., 2012).

2.3.1 Impactos relacionados à sobrecarga

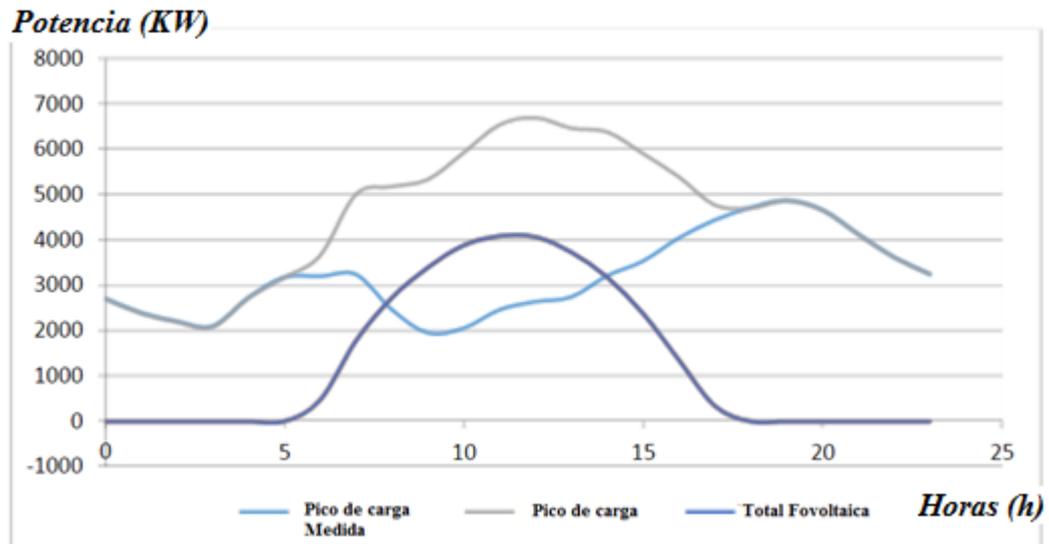
A penetração de sistemas fotovoltaicos no sistema elétrico pode provocar um aumento nas amplitudes dos elementos do circuito. De forma intuitiva, a inserção de um grande número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede pode sobrecarregar elementos de circuito localizados entre sistemas fotovoltaicos e centros de carga. Além disso, o sistema Fotovoltaico (FV) pode mascarar a carga e assim sobrecarregar os elementos do circuito no caso do sistema FV ser desconectado do sistema de distribuição (SEGUIN et al., 2016).

O que deve ser levado em consideração é que a localização do sistema fotovoltaico pode afetar de forma significativa o carregamento das seções de alimentação do circuito; no entanto, é necessário verificar se a subestação tem capacidade suficiente de operar com toda a carga, quando houver ausência do fornecimento de energia fotovoltaica, após a desconexão da carga local e à jusante. Em situações de altas penetrações, principalmente durante condições de carga leve (baixa solicitação de energia) com elevada potência fotovoltaica, a carga do alimentador pode aumentar à medida que a contribuição de energia fotovoltaica torna-se maior do que a carga projetada para o alimentador, podendo assim, gerar um fluxo sem a saída do sistema fotovoltaico do sistema elétrico e, assim, ocasionar a ultrapassagem dos limites da carga de projeto (PALMINTIER et al., 2016; SEGUIN et al., 2016).

Com o grande número de potenciais sendo gerados pelas matrizes fotovoltaicas e inseridos na rede básica de distribuição, ocorre para o sistema o que vem a ser chamado de “carga mascarada”. Segundo SEGUIN et al., (2016), em períodos de utilização da energia

fotovoltaica determinado pela incidência solar (diurno), tem-se uma configuração de geração e operação do sistema de distribuição elétrica, diante de uma desconexão ou uma ausência inesperada do sistema fotovoltaico sem conhecimento prévio das concessionárias, o que pode ocasionar o que está mostrado na Figura 8.

Figura 8- Carga mascarada – Fluxo de demanda de carga convencional e fluxo de demanda de carga medida em um dia de carregamento máximo.



Fonte: (SAYEEF et al., 2012)

Na Figura 8 estão ilustrados os comportamentos das curvas características para um dia de carregamento máximo, com a representação da geração fotovoltaica evidenciada pela curva na cor azul escuro; a curva de demanda de carga na cor azul claro e a cor cinza estão mostrando a demanda de carga quando ocorreu a contribuição proveniente do fluxo de potência dos sistemas FV e do fluxo de potência convencional, dada pela subestação. No entanto, segundo PALMINTIER et al., (2016) e SEGUIN et al., (2016), o cálculo do projeto para o fluxo de demanda solicitado pela carga deve ser baseado nas medições realizadas quando houver a solicitação em um período de carregamento máximo. Pois não atendendo este requisito, ou falhas no processo de medição podem ocorrer sobrecargas significativas em equipamentos que compõem a rede elétrica diante de uma saída inesperada ou por um desligamento dos sistemas FV conectados. Isto ocorre porque o sistema fotovoltaico supre no período das 7h às 17h boa parte do fluxo de potência solicitado pelas cargas. Para efetuar o cálculo de projeto deve ser considerada essa contribuição para dimensionar os equipamentos, pois além de ser considerado este fluxo excedente na linha, determinado pelos sistemas FV conectados, deve ser somado ao fluxo de potência de carga convencional.

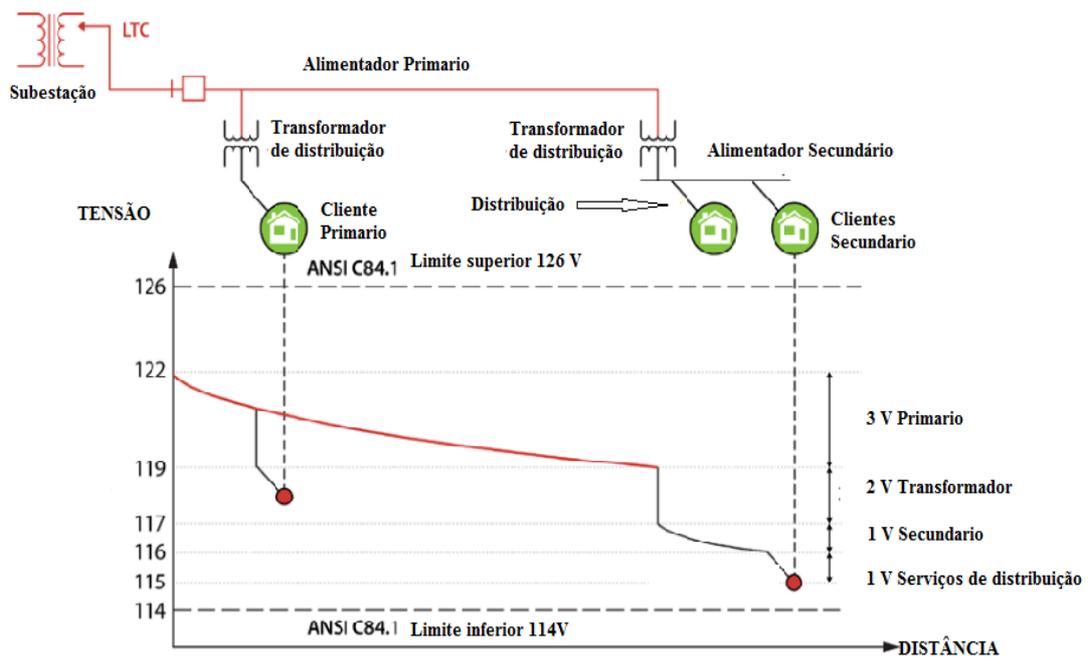
2.3.2 Impactos relacionados à regulação de tensão

A inserção de sistemas fotovoltaicos ao sistema de distribuição pode provocar distúrbios e variações aos níveis de tensão do sistema distribuidor, e quando exacerbada acaba ultrapassando os limites pré-estabelecidos em normas, ocasionando problemas na qualidade do fornecimento de energia elétrica (PALMINTIER et al., 2016; SEGUIN et al., 2016). Estes efeitos podem ser evidenciados quando ocorre a inserção massiva de sistemas fotovoltaicos distribuídos ao longo do alimentador ou quando ocorre a instalação de um grande sistema em um único ponto da rede elétrica. Estes efeitos são gerados pela elevada potência ativa oriunda dos sistemas fotovoltaicos conectados, seja perto ou longe dos circuitos de alimentação de uma determinada carga, podendo prejudicar os elementos dos circuitos pela atuação freqüente no controle de regulação de tensão do sistema, como dispositivos automáticos de regulação de tensão e bancos capacitores, deteriorando os mesmos e reduzindo sua vida útil (PALMINTIER et al., 2016).

No sistema de distribuição de energia elétrica as adequações aos parâmetros pré-estabelecidos em normas referentes aos padrões de operação são determinadas por equipamentos que fazem o controle do nível de tensão ao longo de alimentadores de cargas.

Na Figura 9, está apresentado um alimentador de distribuição (*feeder*) básico, sendo possível verificar a subestação elétrica, linhas de transmissão, transformadores de distribuição e as cargas conectadas, bem como o comportamento do nível de tensão ao longo do alimentador. Tradicionalmente, os sistemas elétricos foram projetados para superar as quedas de tensão ao longo do alimentador, diante das perdas elétricas resistivas, devido ao efeito joule da corrente elétrica ao fluir nos cabos elétricos das linhas de transmissão, conforme está representado na Figura 9. Este controle normalmente pode ser alcançado quando é inserida no sistema de distribuição uma alta tensão na subestação e utilizando-se reguladores de tensões e bancos capacitores para haver um controle através da compensação de tensão, devido à queda de tensão ao longo do comprimento do circuito (SEGUIN et al., 2016).

Figura 9- Queda de tensão representativa em um alimentador (*feeder*) de distribuição em função da distância da subestação.



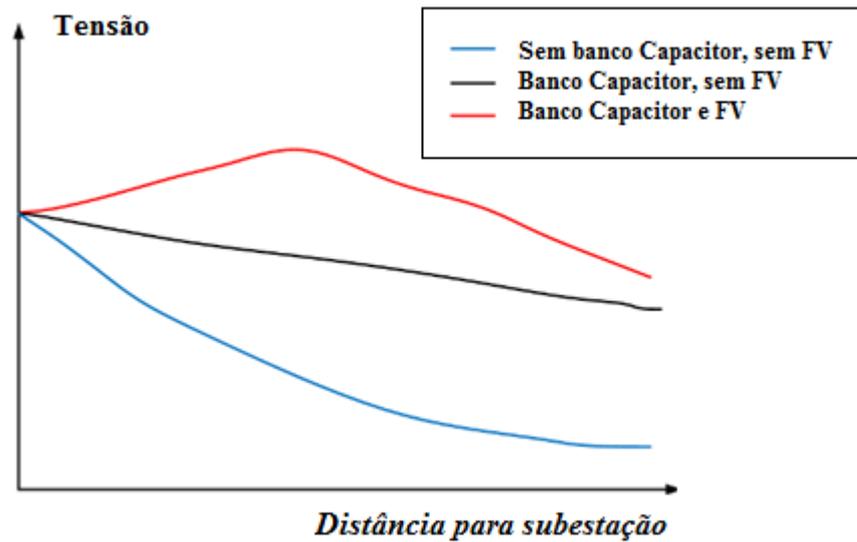
Fonte: (PALMINTIER et al., 2016)

A utilização de equipamento para o controle do nível de elevação de tensão pode ser uma solução cabível para os problemas no nível de tensão; no entanto, pode gerar outro problema, pois no fornecimento de energia, a subestação alimenta um barramento que por sua vez fornece potencial para diferentes cargas conectadas. Este procedimento é realizado através de um ajuste no TAP de transformadores localizados nas subestações elétricas, o que acaba determinando uma redução não somente no circuito que predispõe os problemas referentes à elevada conexão de sistema fotovoltaica, mas também em outros alimentadores que não apresentam problemas.

2.3.3 Sobretensão e queda de tensão ao longo do alimentador

As inserções massivas de sistemas fotovoltaicos no sistema de distribuição podem determinar impactos às tensões de alimentação do circuito de diversas maneiras possíveis, por exemplo, diante da intermitência na geração fotovoltaica, que proporciona variações de tensão no fornecimento de energia ao sistema e no aumento de tensão no ponto de conexão. No entanto, estes problemas são bem evidenciados quando os sistemas fotovoltaicos estão conectados no final do alimentador (*feeder*) com grandes extensões e ligeiramente carregados (PALMINTIER et al., 2016; SEGUIN et al., 2016).

Figura 10- Impacto da energia fotovoltaica no perfil de tensão do alimentador.



Fonte: (PALMINTIER et al., 2016)

Na Figura 10, é apresentado o nível de tensão em função da distância do circuito em relação à subestação elétrica. Pode-se verificar que o nível de tensão ao longo do alimentador diminui sua intensidade à medida que se distancia da matriz de geração, de tal forma que é evidenciada pela curva em azul claro sem a utilização de equipamentos reguladores como banco capacitores e sem contribuição FV. Entretanto, observa-se que o nível de tensão próximo ao final do alimentador possui a tendência de ter valores reduzidos com relação as tensões no início do alimentador.

No entanto, o comportamento da carga definida pela curva em vermelho mostra que através do uso de bancos capacitores e sistemas fotovoltaicos conectados ao alimentador, há uma redução na queda de tensão ao longo do circuito. É importante ressaltar que este fato deve ser levado em consideração, pois em períodos de carga leve e com um conjunto de sistemas fotovoltaicos inseridos no sistema distribuidor, pode-se manter a tensão em parâmetros não aceitáveis às características do sistema no período de baixa carga. Proporcionando um maior desgaste dos equipamentos atuadores na regulação de tensão, devido ao elevando número de atuações indesejadas, que determina a redução da sua vida útil e ocasiona a saída dos sistemas fotovoltaicos pelos inversores (SEGUIN et al., 2016).

No projeto de operação de um alimentador que contenha sistema fotovoltaico inserido, deve ser considerada a situação quando não estiverem disponíveis equipamentos reguladores ou TAP de comutação de carga. Tais equipamentos mantêm a tensão dentro dos limites

permitidos ao longo de todo alimentador, evitando que as tensões de pico ultrapassem os limites aceitáveis projetados e normativos.

2.3.4 Potencial regulação de tensão

Os impactos de um sistema FV na tensão segundo PALMINTIER et al., (2016) e SEGUIN et al., (2016) decorrem do seu tamanho relativo, ou seja, da capacidade do sistema elétrico de ter condições de suportar as características diferenciadas de outras fontes de geração elétrica. No entanto, quando um regulador de tensão ou um transformador regulador de carga não estão disponíveis para dar suporte à subestação elétrica no controle dos limites de tensão, o limite superior de tensão pode ser ultrapassado rapidamente além dos padrões normativos aceitáveis.

Entretanto, quando o sistema elétrico for projetado com o uso do regulador de tensão e transformador regulador, segundo SEGUIN et al., (2016), os mesmos devem ser especificados levando em consideração a faixa de trabalho para a regulação de tensão permissível, para manter as tensões dentro dos limites de operação das cargas elétricas normatizadas. Porém, essa solução determina o aumento dos custos envolvidos, devido ao elevado número de manobras realizadas para regulação de tensão, que conseqüentemente elevaria os índices de manutenção dos equipamentos reguladores.

2.4 IMPACTOS DE TENSÃO NA QUALIDADE DA ENERGIA

A expansão prevista da energia solar nas escalas centralizadas e distribuídas enfatiza a necessidade de procedimentos com baixo custo de interconexão; a previsão precisa de recursos solares, monitoramento e controle da energia solar gerada. A normatização, referenciada neste item do trabalho, trata de forma específica da qualidade de energia no sistema de distribuição brasileiro, que se encontra prescrita no PRODIST módulo 8, revisão vigente a partir de 2017, que é utilizada como referência para estabelecer a qualidade do produto e serviço no Brasil (ANEEL, 2017c). Notadamente, a interligação de uma grande quantidade de geradores distribuídos fotovoltaicos, diretamente na rede de distribuição de baixa tensão, pode proporcionar possíveis impactos ao sistema de distribuição de energia elétrica, interferindo assim, nos parâmetros estabelecidos pelas concessionárias de manter a qualidade do produto entregue aos consumidores nos padrões adequados de fornecimento de energia elétrica.

A qualidade do produto abordada neste capítulo está relacionada com a conformidade em regime permanente, com a forma de onda e as perturbações que podem afetá-la, com base nos índices determinados pelo PRODIST. Trata-se, segundo ANEEL (2017c), dos fenômenos associados à qualidade do produto em regime permanente ou transitório e são:

- Tensão de regime permanente;
- Flutuação de Tensão (*flicker*);
- Variação de tensão de curta duração;

2.4.1 Variação de tensão em regime permanente

O aumento de instalação de sistemas fotovoltaicos em um alimentador de um sistema elétrico de distribuição pode distorcer os parâmetros relacionados a variações de tensão em regime permanente com a geração de fluxo de potência reverso, potência reativa, redução da demanda de carga da subestação, e como conseqüências, a elevação de tensão e queda de tensão ao longo do alimentador (IEA, 2016b; PALUDO, 2014).

A tensão em regime permanente deve ser acompanhada em todo o sistema de distribuição, devendo a distribuidora dotar-se de recursos e técnicas modernas para tal acompanhamento. Atuando de forma preventiva para que a tensão em regime permanente se mantenha dentro dos padrões adequados, através dos indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão elétrica que se baseiam em critérios de medição, registros e prazos de compensação ao consumidor. O que desta forma, estabelece faixas normativas que indicam os limites adequados, precários e críticos do nível de tensão entregue ao consumidor final (ANEEL 2017c).

No sistema brasileiro, os acessantes da rede de distribuição básica devem atender aos requisitos das faixas de tensão classificadas de acordo com os procedimentos de rede adotados no PRODIST MÓDULO 8, através dos valores padronizados de tensão que são aplicados aos mais diferentes níveis, no ponto de conexão, tendo como referência os valores para baixa tensão, valores expressos na Tabela 3.

Tabela 3- Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (220/127) e (380/220).

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura 220/127 (Volts)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231)/(117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)/$ $(110 \leq TL < 117 \text{ ou } 133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191 \text{ ou } TL > 233) / TL < 110 \text{ ou } TL > 135)$
Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura 380/220 (Volts)
Adequada	$(350 \leq TL \leq 399)/(202 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(331 \leq TL < 350 \text{ ou } 399 < TL \leq 403)/$ $(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 331 \text{ ou } TL > 403) / TL < 191 \text{ ou } TL > 233)$

Fonte: (ANEEL, 2017c)

Entretanto, no sistema de distribuição por características normativas, existem variações de tensão que são aceitas durante o funcionamento do sistema elétrico sem ocasionar transtornos ou danos nas instalações. Ultrapassando esses limites ditados como referência, a distribuidora de energia, dependendo dos níveis de transtornos e do tempo registrado do problema, sofre penalidades financeiras de acordo com o sistema de compensação regido em norma.

Segundo ANEEL, (2017c), quando se refere à qualidade de energia fornecida pelos sistemas de geração distribuída, os desvios dos padrões estabelecidos referentes aos requisitos de tensão, frequência, distorção harmônica e fator de potência são tratados como condições anormais de operação e os sistemas de conexão devem ser configurados para ter a capacidade de identificar esses desvios e cessar o fornecimento de energia à rede de distribuição elétrica.

Os requisitos de tensão em regime permanente devem atender aos requisitos de operação e não devem sair da faixa descrita na Tabela 4, devendo o sistema de geração distribuída interromper o fornecimento de energia à rede, tendo como máximo tempo de desligamento o somatório dos tempos do evento anormal de tensão e a atuação do sistema de geração para cessar o fornecimento. O sistema de geração distribuída deve permanecer conectado à rede para realizar o monitoramento dos parâmetros de operação e permitir o restabelecimento do sistema (ANEEL 2017c).

Tabela 4- Tempo de Resposta às condições anormais de tensão.

Tensão no ponto de conexão comum (% em relação a Vnominal)	Tempo Máximo de desligamento
$V < 80\%$	0,4 s
$80\% \leq V \leq 110\%$	Regime normal de operação
$110\% \leq V$	0,2 s

Fonte: (ANEEL, 2017c)

Para manter a tensão da entrada de serviço do cliente são necessários equipamentos para manter dentro de uma faixa aceitável para o funcionamento do sistema de $\pm 5\%$ do valor nominal (ANEEL, 2017c).

Ao contrário da geração de energia convencional, de usinas térmicas, nucleares, hidroelétricas, que são fornecidas através de redes de transmissão e distribuição, a produção de energia fotovoltaica é caracterizada por sua intermitência durante um curto espaço de tempo (segundos a minutos) devido às condições climáticas, variando esta condição de acordo com a quantidade e frequência de nuvens que passam acima das placas solares.

A geração distribuída fotovoltaica pode elevar a tensão localmente com potencial além do intervalo aceitável. Esta variabilidade produz uma série de interações importantes e desafiadoras como, por exemplo, o sistema de distribuição, o gerenciamento da tensão de distribuição, o potencial aumento do desgaste de equipamentos eletromecânicos existentes e modelagens inovadoras na configuração de disjuntores e outros sistemas de proteção (PALMINTIER et al., 2016).

2.4.2 Flutuações de tensão (*Flicker*)

Dentre os parâmetros estabelecidos para geração fotovoltaica distribuída percebe-se que existem variações na saída de alimentação FV, que são resultados da intermitência da fonte solar (irradiação) ocasionada pela passagem de grandes nuvens ou sombreamentos, que determinam flutuações na tensão de alimentação dos consumidores.

O “flicker”, embora não seja um transtorno comum, consiste em variações intermitentes de tensão, e conseqüentemente, as violações de tensão podem causar cintilações imperceptíveis para alguns conjuntos de lâmpadas mais sensíveis, as lâmpadas incandescentes, que ocasionam transtornos aos clientes, como desconforto e fadiga visual, além de causar defeitos aos equipamentos eletrônicos. Isto ocorre devido à frequência de operação no momento destas flutuações com altas penetrações de energia solar estar numa

faixa muito inferior às frequências padronizadas de alimentação 50 Hz ou 60 Hz (IEEE PES, 2014).

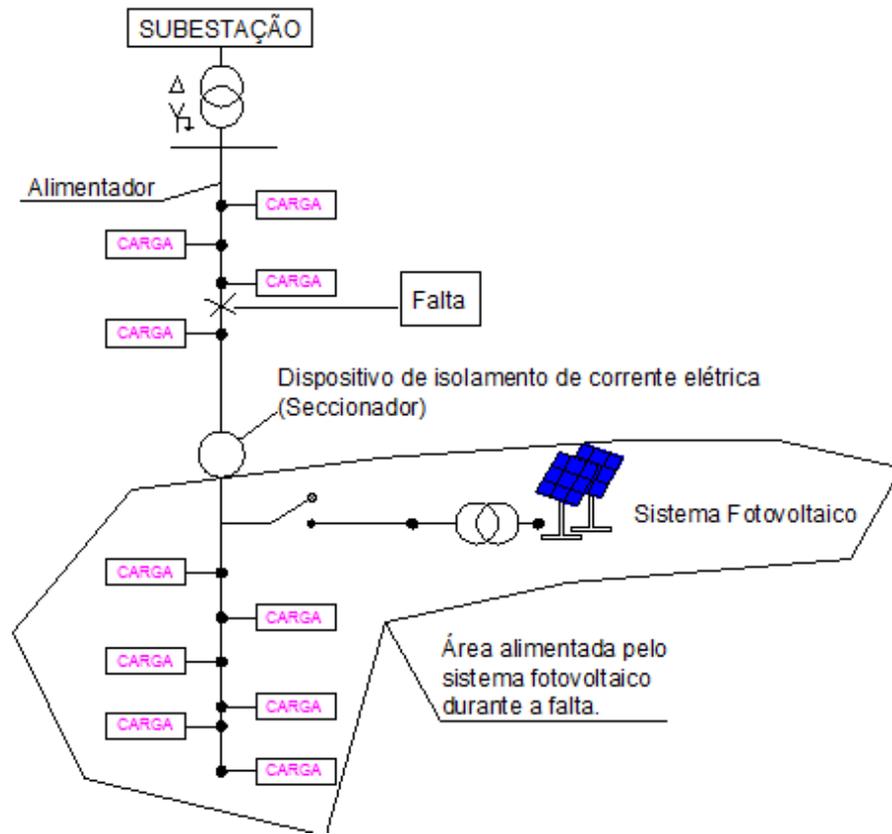
A geração de energia fotovoltaica quando fornece energia elétrica ao alimentador específico, o qual está conectado, deve ter sua potência máxima fornecida avaliada e muitas vezes restrita para evitar “flicker” inaceitável aos parâmetros de qualidade e operação do sistema. Uma das formas para caracterizar o limite do “flicker” é a determinação do limite superior da capacidade total de energia fotovoltaica que pode ser fornecida a esse alimentador (IEEE PES, 2014; SEGUIN et al., 2016).

2.5 ILHAMENTO NÃO INTENCIONAL

O ilhamento pode ser caracterizado como uma condição que ocorre quando o sistema elétrico de distribuição de energia, que possui cargas e sistemas de geração distribuída, é isolado do restante da rede elétrica por uma atuação programada ou não, do sistema de proteção e mesmo assim continua operando, conforme é mostrado na Figura 11. No entanto, para que o fenômeno do ilhamento não-intencional ocorra existem condições que devem ser consideradas de forma simultânea, devendo existir um equilíbrio entre carga e geração no momento que a alimentação principal ficar indisponível e a proteção do inversor programado para determinada situação anti-ilhamento falhar em sua operação, não detectando a condição de alimentador principal (IEEE PES, 2014; SEGUIN et al., 2016).

O funcionamento em ilha de um sistema fotovoltaico é uma situação que deve ser bastante evitada, pois o ilhamento acontece diante da operação contínua do inversor que mantém a injeção de energia elétrica na rede quando a mesma deveria estar desenergizada. É uma situação de extremo risco, podendo causar diversos problemas, como grandes distorções nos parâmetros de tensão e frequência que não são mais controlados pelas concessionárias durante o ilhamento. Esta situação pode ocasionar danos aos patrimônios dos consumidores, transtornos para o restabelecimento de energia elétrica pela distribuidora, causando desarmes e dano aos equipamentos de religação, além de risco de vida para os funcionários das concessionárias de distribuição que estão executando serviços de manutenção (PALMINTIER et al., 2016).

Figura 11- Representação de um ilhamento não-intencional.



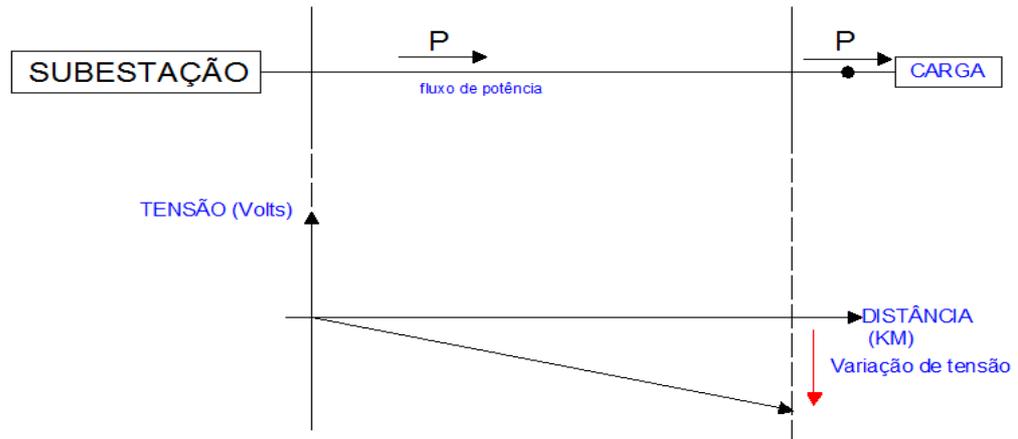
Fonte: Autoria Própria

Então, como visto na Figura 11, se houver possibilidade de o sistema de geração fotovoltaica ter capacidade de continuar a suprir parte das cargas podendo interferir nos parâmetros do sistema distribuidor, é de extrema importância que o mesmo tenha todas as suas funções operacionais cessadas.

2.6 FLUXO DE POTÊNCIA REVERSA

O sistema de distribuição convencional foi projetado para fornecer energia elétrica em uma única direção, ou seja, como é mostrado na Figura 12, da central de geração para as cargas. Com a inserção massiva de sistemas de geração distribuída fotovoltaica próximos à carga, isso pode proporcionar a redução da demanda de potência fornecida pela subestação, determinando que a energia possa fluir em sentido inverso, da central geradora fotovoltaica para a subestação (PALMINTIER et al., 2016; SEGUIN et al., 2016). Verifica-se a corrente reversa quando ocorre a justaposição do baixo consumo de eletricidade com a máxima geração em dias de céu claro, tipicamente das 10 às 14 horas.

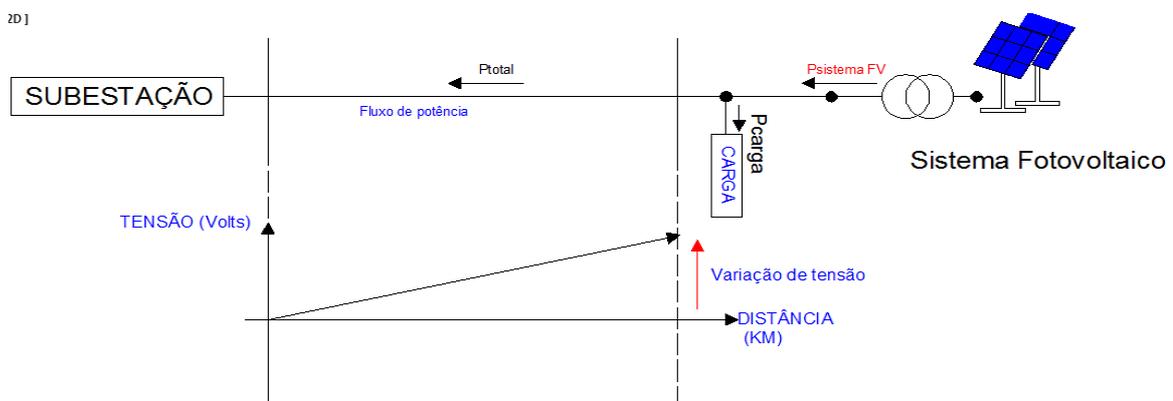
Figura 12- Representação de um sistema de distribuição convencional.



Fonte: (PALMINTIER et al., 2016)

A existência do fluxo de potência reverso nas linhas de distribuição em conjunto com o fluxo potência convencional torna-se bidirecional, e pode criar diversas consequências indesejáveis para o sistema distribuidor, como a elevação de tensão no ponto de conexão do sistema fotovoltaico e das cargas conforme é verificado na Figura 13. Além disto, o fluxo de potência reverso tem bastante influência na criação de problemas relacionados à coordenação, controle e operação do sistema de proteção, e nas configurações da regulação de tensão. O mesmo também pode induzir erros aos sistemas de proteção quando configurados incorretamente, a operar de forma menos otimizada, não operar ou atuar incorretamente diante de uma “falta” no sistema elétrico (PALMINTIER et al., 2016; SEGUIN et al., 2016).

Figura 13- Representação de um sistema convencional com um gerador fotovoltaico conectado.



Fonte: (PALMINTIER et al., 2016)

Os equipamentos não configurados corretamente para suportar essa enorme produção de energia reversa podem ignorar a direção do fluxo de potência e detectar apenas a

magnitude do fluxo de energia reversa como uma condição do sistema de carga altamente carregada, fazendo com que o regulador eleve a tensão, que é um comportamento oposto ao desejado.

2.7 PERDAS ELÉTRICAS

As linhas de distribuição aéreas e subterrâneas têm propriedades físicas diferentes que levam a mecanismos distintos, quando relacionadas às perdas elétricas que incluem as perdas nos condutores, perdas dielétricas, perdas de corrente reativa e perdas de transformação. Historicamente, as perdas elétricas são características naturais para o sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica; contudo, as perdas elétricas no sistema de distribuição estão relacionadas, em sua maior parte, com as condições de carregamento, ou seja, quanto mais o sistema estiver carregado, maior será o seu valor percentual de perdas elétricas (ANEEL, 2018). Com a introdução dos sistemas fotovoltaicos próximos às cargas, torna-se possível reduzir o nível de perdas elétricas devido ao suprimento do déficit de potência ativa, reduzindo desta maneira a corrente elétrica proveniente da subestação que, por consequência reduz as perdas totais pela diminuição dos níveis de potência ativa que circulam ao longo do alimentador. Porém, segundo MEEKER et al., (2015), quando ao sistema de distribuição é conectada uma elevada porção de sistemas fotovoltaicos, pode subentender que o excesso de potência ativa que circula no alimentador ocorre, gerando o elevado fluxo de potência reverso nas linhas da rede elétrica e consequentemente aumentando as perdas elétricas do sistema.

Diante das condições para redução de perdas elétricas no sistema de distribuição, vários trabalhos na literatura estudaram a utilização de sistemas fotovoltaicos para compensar a potência reativa, o que acarretará na redução das perdas elétricas. Desta maneira, é possível que, com a utilização da potência ativa, a potência reativa pode ser utilizada no ponto de injeção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede para reduzir o fluxo de potência provindo do transformador da central de geração. O aumento das perdas elétricas se dará quando o sistema fotovoltaico possuir a característica de absorver potência reativa; consequentemente haverá uma elevação pelo sistema de geração do aumento da contribuição da demanda de potência reativa, e assim, elevando as perdas elétricas (MEEKER et al., 2015; PINTO; ZILLES; BET, 2012).

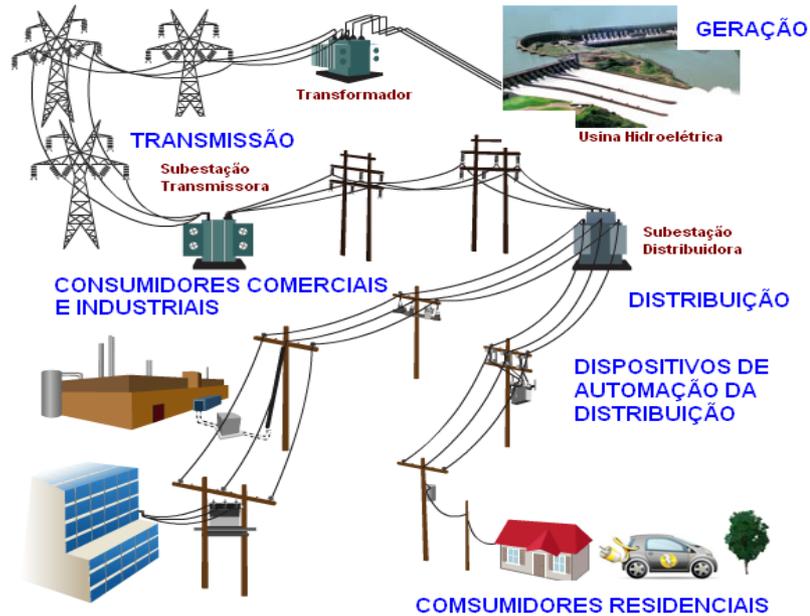
2.8 IMPACTO NA PROTEÇÃO ELÉTRICA

O sistema elétrico de potência tradicionalmente é projetado para compor um sistema de proteção que tem por finalidade parar o fluxo de potência durante uma falha. O equipamento de proteção geralmente detecta uma anomalia na corrente que flui durante uma falha no sistema elétrico e dependendo deste aumento de corrente, atua e isola o problema enquanto possibilita que o restante do sistema mantenha sua operação normal. No entanto, qualquer mudança na rotina do sistema elétrico, para o qual foi projetado, determina complicações para a detecção e localização das falhas (PALMINTIER et al., 2016; SEGUIN et al., 2016). Os sistemas fotovoltaicos no sistema podem alterar os níveis de corrente das falhas, elevando ou reduzindo, o que dificulta e confunde as medições dos vários dispositivos de proteção, proporcionando atuações equivocadas e problemas ao sistema.

2.9 ESTADO NORMAL DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

O sistema elétrico de potência (SEP) segundo STEVENSON JÚNIOR, (1986) é constituído por um conjunto de equipamentos e/ou instalações elétricas que operam de maneira coordenada e têm como finalidade fornecer energia elétrica às unidades consumidoras, de acordo com os padrões estabelecidos em normas com fidelidade aos padrões de qualidade e confiabilidade, segurança, baixo custo e com menor impacto ambiental. A estrutura geral de um sistema de potência pode ser visualizada através da Figura 14, pode ser subdividida em três grandes blocos: geração, transmissão e distribuição. O bloco de geração está responsável pela produção da energia elétrica, composto por centrais elétricas que convertem a forma de energia requisitada seja ela (cinética, calor etc.) em energia elétrica. Já no grupo de transmissão, setor responsável pelo transporte da energia elétrica para as centrais de consumo, é formado por linhas de transmissão, transformadores e subestações. E por fim, o grupo da distribuição, foco deste trabalho, realiza a distribuição às unidades consumidoras da energia elétrica recebida das centrais de geração. Na Figura 14 estão mostradas as diferentes partes constituintes de um sistema elétrico caracterizado por diferentes níveis de tensão separados por transformadores.

Figura 14- Esquema geral de um sistema elétrico de potência



Fonte: Autoria Própria

2.9.1 Níveis de tensão no sistema elétrico

Segundo ZANETTA JR., (2005), os sistemas elétricos são caracterizados por três valores de tensão, a nominal, a máxima e a mínima. A tensão nominal de um sistema é aquela que caracteriza o sistema elétrico e as tensões máximas e mínimas são, respectivamente, o maior e o menor valor de tensão que podem ocorrer em condições normais de operação, em qualquer tempo e ponto do sistema, excluídas as condições transitórias e anormais.

O nível de tensão em que é alimentado um dado sistema elétrico residencial, comercial ou industrial no Brasil é função da carga instalada e da demanda deste sistema, devendo seguir às normas de fornecimento de energia elétrica da concessionária responsável pela alimentação do sistema elétrico (ANEEL, 2010).

As tensões empregadas no Brasil para transmissão, subtransmissão e distribuição são 13,8 KV, 34,5 KV, 69 KV, 88 KV, 138 KV, 230 KV, 345 KV, 440 KV, 500 KV e 765 KV. Na região Nordeste, as tensões empregadas para distribuição secundária são 380 V entre fases e 220 V entre fase e neutro, e para distribuição primária, 13,8 KV.

2.9.2 Carga elétrica

Segundo ZANETTA JR., (2005), define-se carga instalada como a soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados no consumidor, expressa em quilowatts (kW). Entende-se por demanda, a média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação no consumidor durante um intervalo de tempo especificado.

A carga refere-se a um equipamento ou conjunto de equipamentos que absorve energia de um sistema elétrico. Na prática, a carga é um conjunto de equipamentos que usualmente inclui: motores elétricos, eletrodomésticos, lâmpadas, equipamentos eletrônicos, equipamentos de aquecimento etc. Do ponto de vista elétrico, os diversos equipamentos que constituem uma carga elétrica são caracterizados por grandes diferenças no que diz respeito a: tamanho, simetria, variação da carga com o tempo, frequência e tensão, ciclo de funcionamento (uso regular ou aleatório). A carga elétrica de uma determinada região depende de sua localização, clima, população, cultura e forma de viver.

Em geral as cargas podem ser divididas em um conjunto de categorias tais como: industriais, comerciais, residenciais. As cargas residenciais consistem principalmente de luzes, ventiladores, chuveiros, ar condicionados, eletrodomésticos de uma forma geral. As cargas comerciais consistem principalmente de iluminação, sistemas de ar condicionado e eletrodomésticos utilizados em lojas, escritórios, supermercados. As cargas industriais são constituídas basicamente de grandes motores de indução trifásicos com considerável constância de carga e um ciclo de funcionamento bem determinado.

2.9.3 Modelamento da carga em estudos de fluxo de potência

Os estudos de fluxo de potência consistem em se determinar o estado de operação de um sistema elétrico para uma dada condição de carga. Segundo STEVENSON JÚNIOR, (1986), eles são estudos imprescindíveis nas fases de planejamento e operação dos sistemas elétricos. Num estudo de fluxo de carga são determinadas todas as tensões nas diferentes barras de um sistema elétrico e os respectivos fluxos de potência ativa e reativa nos diferentes circuitos de um sistema elétrico, numa dada condição de carga.

Nesses, os valores das cargas e as respectivas modelagens podem conduzir a significativas diferenças nos resultados obtidos. Na realização desses estudos, é importante conhecer o ciclo diário de carga de um dia útil e de final de semana e feriado para que se

possa avaliar o momento mais adequado para, por exemplo, decidir a inserção ou não de um banco de capacitores e/ou reatores. Geralmente o que se faz é decidir patamares de carga, ao longo da curva diária, para fazer análises de fluxo de carga e avaliar a melhor política de utilização das fontes de reativo e de controle de tensão.

Para se definir a melhor estratégia para a utilização das fontes de controle (capacitores, reatores, compensadores síncronos, compensadores estáticos, taps de transformadores...) de acordo com STEVENSON JÚNIOR, (1986), são utilizados limites de carga representativos de cargas leve, média e pesada, e a partir daí se faz simulações de fluxo de carga. Para finais de semana e feriados o maior interesse é na condição da menor carga registrada, com a finalidade de se analisar a pior situação em termos de absorção de reativos dos equipamentos.

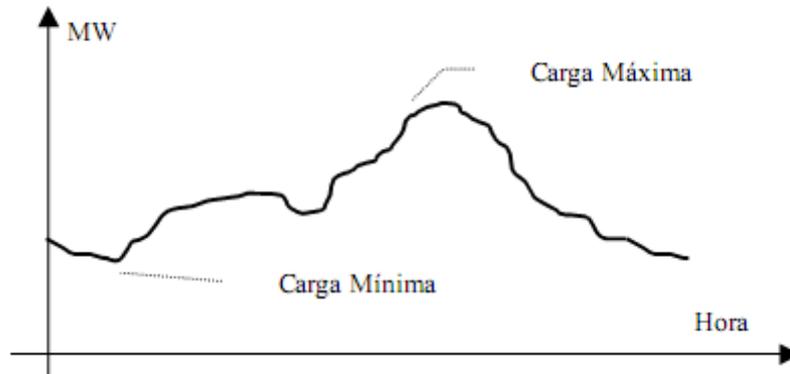
Em estudos de fluxo de carga convencionais as cargas, tanto ativas como reativas, são apresentadas como potência constante. Em estudos de sistemas que apresentam um perfil irregular de tensão ou em estudos de emergência no sistema é importante a representação real da carga.

2.9.4 Curva de demanda de carga

A caracterização da carga de um sistema elétrico ou parte dele é usualmente realizada a partir de uma curva denominada curva de carga. Esta curva retrata a variação da potência ou demanda solicitada por um conjunto de consumidores durante um dado intervalo de tempo. O intervalo de tempo mais usualmente utilizado para expressar a curva de carga é o de um dia ou 24 horas, denominada curva de carga diária.

A curva de carga diária de um sistema elétrico típico está apresentada na Figura 15, onde se pode identificar dois períodos distintos: o de carga máxima ou “carga pesada”, onde ocorre a maior solicitação de potência, e o de carga mínima ou “carga leve”, onde ocorre uma menor solicitação de potência.

Figura 15- Curva de carga diária de um sistema elétrico



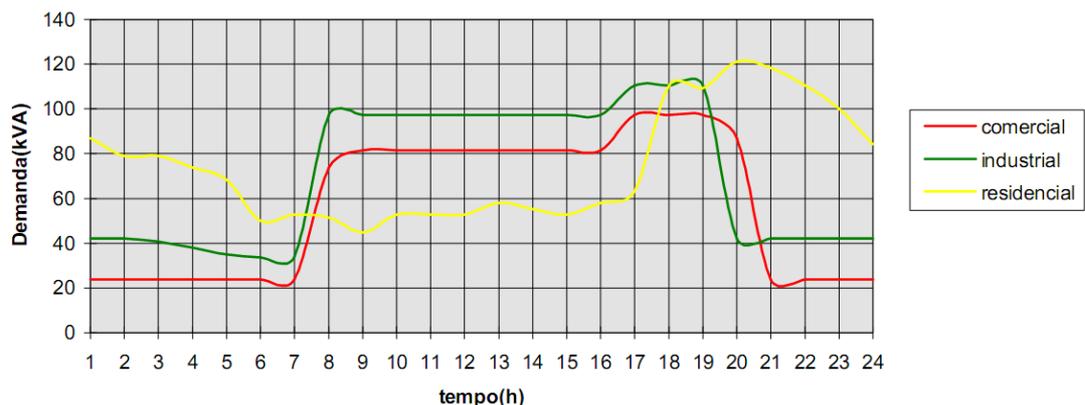
Fonte: Autoria Própria

De acordo com (ZANETTA JR., 2005), ao se analisar as curvas de carga de vários consumidores pertencentes a um dado grupo, pode-se observar que vai existir uma peculiaridade entre eles no que diz respeito aos horários em que os mesmos solicitam mais ou menos potência elétrica do sistema. Sendo, portanto possível, analisando-se uma dada curva de carga, dizer a que grupo de consumidor a mesma pertence.

2.9.5 Perfil de carga diária de unidades consumidoras

Às representações dos perfis de carga para unidades consumidoras no sistema elétrico diferenciam-se o comportamento para o perfil de cada carga ao longo do dia, caracterizando a curva de demanda de potência em (kVA) pelo período de 24 horas, como mostrado na Figura 16, às curvas de carga típicas para consumidores residenciais, comerciais e industriais (ANEEL, 2015a).

Figura 16- Representação das curvas de carga das unidades consumidoras



Fonte: Autoria Própria

Na carga residencial é usual a maior utilização da energia no período das 17 às 22 horas, com predominância no período das 18 às 21 horas, uma vez que a carga de iluminação constitui parcela preponderante no total. Na carga comercial nota-se a sensível continuidade das solicitações a partir dos horários comuns de início de serviço (8 - 9 horas) e a queda acentuada da carga após o encerramento dos expedientes (19 horas). Na carga industrial se verifica que existe muito pouca variação durante os horários de funcionamento da produção (ANEEL, 2015a).

Faz-se necessário salientar que a curva de carga destes consumidores difere de uma semana normal para um dia de domingo ou feriado, exceto os residenciais, que praticamente mantêm o perfil.

3 MATERIAL E MÉTODOS

3.1 SOFTWARE OPENDSS

Para o desenvolvimento deste trabalho foi utilizado o programa OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*), que é um sistema de simulação livre (*open source*), desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI) para análise e estudo específico de sistemas de distribuição de energia elétrica.

O programa desempenha a maioria das análises em Regime Permanente Senoidal (RMS), e é muito utilizado para realizar os estudos de planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018)

De acordo com (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018), o OpenDSS é uma ferramenta bastante importante para realização dos estudos referentes ao sistema elétrico, não apenas focado nos assuntos voltados para fluxo de carga, tendo também um importante papel no estudo de conexão de geradores distribuídos, e no estudo da introdução de soluções e práticas de redes inteligentes (*Smart Grid*). No entanto, além da utilização do programa OpenDSS para já citadas finalidades, sua área de atuação pode ser amplificada, englobando estudos de planejamento do sistema, simulações da inserção de geradores fotovoltaicos e eólicos, análise no domínio da frequência e estudos das distorções harmônicas e inter-harmônicas.

Os estudos das simulações de sistemas elétricos trifásicos e monofásicos com a inclusão de geração fotovoltaica foi feito pelo programa computacional através do comando *PVSystem element Model*, que realiza a modelagem do inversor fotovoltaico e do gerador, o que possibilita realizar análises referentes aos impactos da inserção destes sistemas no sistema de distribuição (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018).

3.2 ELEMENTOS BÁSICOS DO SISTEMA ELÉTRICO NO OPENDSS

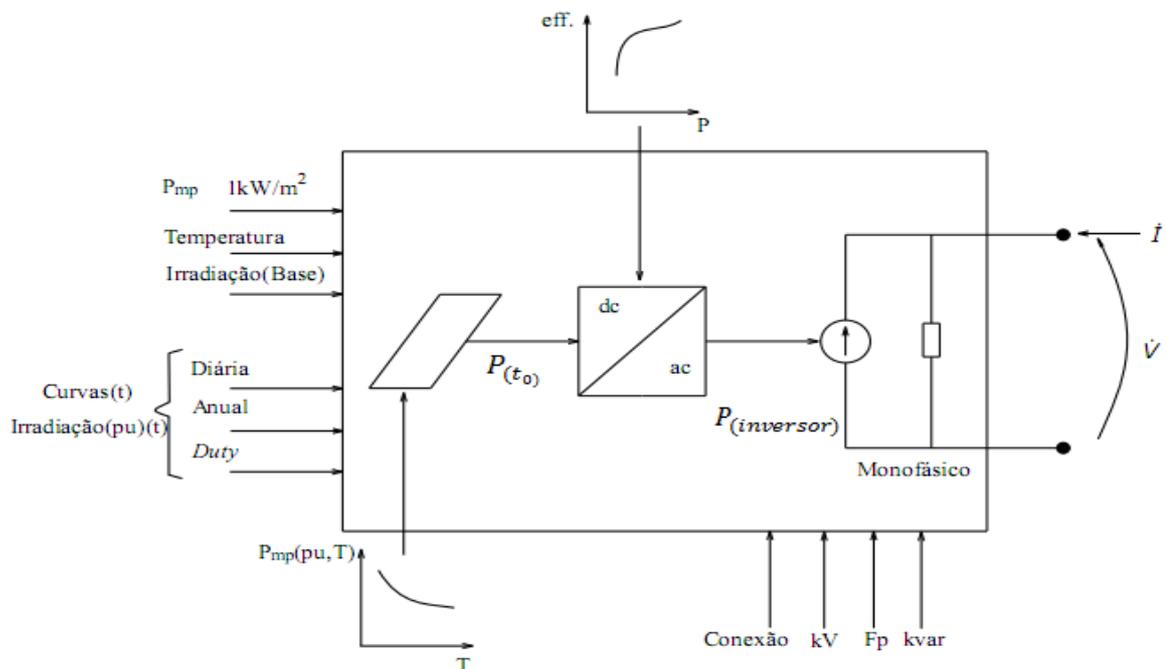
3.2.1 Modelo do sistema fotovoltaico

Na Figura 17 está ilustrado o diagrama esquemático utilizado para realizar a modelagem dos sistemas fotovoltaicos que são implementados com o *software* OpenDSS. Segundo (DUGAN, 2011), este modelo esquemático realiza a combinação entre o gerador

fotovoltaico e o inversor, através de um modelo matemático, para realizar as simulações com intervalo de tempo maior ou igual a 1 segundo. Ao analisar a Figura 17, observa-se, as variáveis que definem o modelo e os respectivos componentes envolvidos no processo de modelamento.

Assume-se que o inversor é capaz de buscar o ponto de máxima potência (P_{mp}) no painel FV rapidamente em função da temperatura (T). Desta forma, simplifica a modelagem dos componentes individuais, entre o painel fotovoltaico e o inversor, sendo essa abordagem utilizada para a maioria dos estudos relacionados com a interconexão dos GD (Geradores Distribuídos) com a rede de distribuição (DUGAN, 2011).

Figura 17- Diagrama esquemático do modelo de simulação de sistema fotovoltaico.



Fonte: (DUGAN, 2011)

O modelo esquemático observado na Figura 17 apresenta uma potência ativa $P_{(t_0)}$ no ponto de interconexão com a rede, que é função da irradiação (referência), temperatura, eficiência do conversor, tensão da rede e da potência no ponto de máxima potência (P_{mp}) de saída do painel FV em função da curva ($P_{mp} \times T$). A P_{mp} é definida a uma temperatura normalmente igual a 25°C , uma irradiação base de $1,0 \text{ kW/m}^2$ e o valor da potência em um instante (t_0). No entanto a potência de saída $P_{(t_0)}$ é calculada de acordo com a equação 1(DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018; DUGAN, 2011).

$$P_{(t_0)} = P_{(mp)} * irradiância(pu) * irradiância(Base) * Fc \quad (1)$$

- $P_{(mp)}$: Potência nominal de referência no ponto de máxima potência;
- $Irradiância(pu)$: Valor máximo da irradiância em pu no instante $(t_{(0)})$
- Fc : Fator de correção em função da temperatura no instante $T_{(0)}$.
- $P_{(t_0)}$: Potência na saída do painel;
- $irradiância(Base)$: Valor da irradiância máxima no dia selecionado.

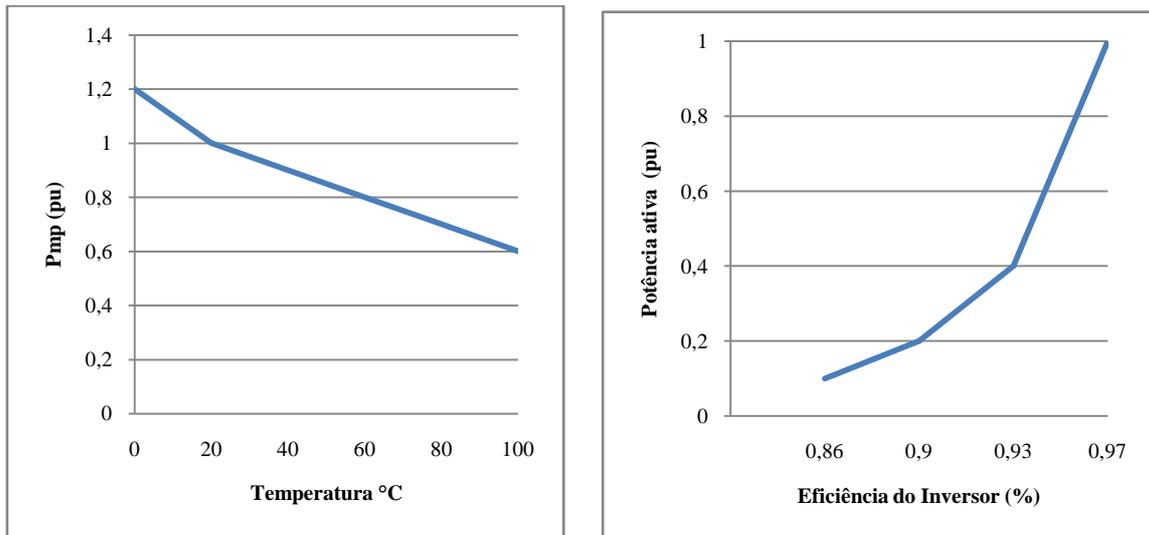
A equação 2 define a potência de saída pelo sistema fotovoltaico à rede elétrica que está conectada. A potência reativa observada como parâmetro de entrada na Figura 17 é definida separadamente da potência ativa, sendo especificada em função do fator de potência fixo ou com um valor fixo propriamente. Entretanto, em uma primeira análise, o inversor deve manter o valor da potência reativa constante, independente do valor da potência ativa do painel fotovoltaico. No segundo caso, o inversor manipula a potência reativa para manter o valor do fator de potência constante.

$$P_{(saida)}(t) = P_{t_{(0)}} * eff_{(P(inversor))} \quad (2)$$

- $eff_{(P(inversor))}$: Eficiência do inversor para dada potência de saída;

No entanto, para ser possível realizar as simulações com análises temporais, é necessário definir as curvas de irradiação e temperatura em função do tempo, considerando o período de um dia adotando 24 valores horários. O modelo esquemático apresentado na Figura 17 utiliza-se das duas curvas características ilustradas na Figura 18, que apresentam as propriedades do painel fotovoltaico e inversor. A Figura 18(a) corresponde à curva que descreve a potência no ponto de máxima potência P_{mp} por unidade (pu) em função da temperatura e a Figura 18(b) representa a eficiência do inversor, com valores percentuais em função da potência ativa por unidade (pu) fornecida.

Figura 18- Curvas do modelo do sistema fotovoltaico.



- a) Curva que descreve potência P_{mp} em função da temperatura (T) b) Eficiência do sistema em função da potência ativa

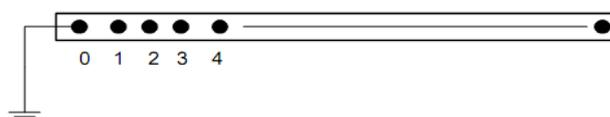
Fonte: Autoria própria

A curva de eficiência de operação do inversor deve ser parametrizada em função da temperatura operacional T e inserida no sistema. O valor de *Irradiância*, é determinado pela localização do arranjo fotovoltaico, devendo ser considerado o valor máximo para a irradiação (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018).

3.2.2 Barramento

No sistema de distribuição elétrica real, o barramento é uma denominação bastante usada para caracterizar o perfil ao qual a linha, alimentador e equipamentos estão conectados. No software OpenDSS, o barramento, representado pela Figura 19, torna-se um elemento de circuito que possui “nós” e tem como função principal conectar seus “nós” aos terminais dos elementos dos circuitos elétricos. Então é um elemento que possui “N” nós sendo a sua principal propriedade elétrica a tensão, onde cada nó tem uma tensão em relação a um nó de referência, onde a tensão é nula conforme (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018; SEXAUER, 2012)

Figura 19- Representação de barramento com “N” nós.



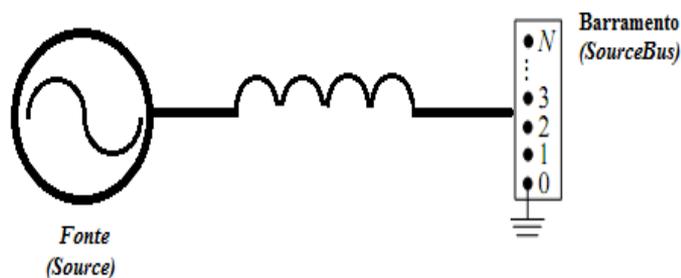
Fonte: (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018)

Em diversos outros programas de análise de sistemas elétricos, a representação do nó e barramento é utilizada como sinônimos, mas para o sistema computacional OpenDSS esses elementos são distintos um do outro.

3.2.3 Subestação

Para compor um sistema de distribuição elétrica no OpenDSS é necessário a modelagem de uma fonte de geração de energia elétrica definida como (*source*), que por sua vez está conectada a um barramento definido como (*sourcebus*), com características trifásicas, como pode ser observado na Figura 20 (SEXAUER, 2012). Além disso, podem ser modelados os parâmetros de operação, como a corrente de curto-circuito, trifásica ou monofásica, resistências, reatâncias e frequência de operação.

Figura 20- Representação do modelo de subestação do OpenDSS.



Fonte: (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018)

O modelo básico utilizado com “default” do programa OpenDSS possui um circuito padrão que não inclui um transformador de tensão para a subestação; entretanto, é necessária a inserção dos parâmetros para que possa realizar o estudo com mais de uma subestação conectada ao sistema.

3.2.4 Carga

As cargas elétricas são definidas como elementos de conversão de energia, que por sua vez são caracterizadas pela potência aparente nominal, fator de potência, potência ativa e reativa (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018; SEXAUER, 2012). No OpenDSS os modelos de cargas que estão disponíveis para análise são de potência ativa e reativa constante, impedância constante, corrente constante e os modelos de cargas igualmente caracterizados por motores com potência ativa linear, potência ativa quadrática e o modelo exponencial e polinomial de carga (ZIPV). Entretanto, os modelos de cargas possuem impedância constante, caso a tensão fique fora do intervalo pré-definido.

Para realizar as análises no nível de carga são considerados períodos de variação de anos, horas ou dias; o OpenDSS requer a inserção de curvas de carga para potência ativa e reativa.

3.2.5 Banco Capacitor

Segundo DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, (2018); SEXAUER, (2012) os bancos capacitores possuem modelos de representação com uma estrutura que tem um terminal configurado em ligação *shunt* e também com possibilidade de conectá-lo em série com o sistema, caso contenha dois terminais atrelados. Caso não seja especificada a conexão de um dos terminais, será atribuído um terminal aterrado.

Os bancos de capacitores, quando definidos no programa OpenDSS como capacitores trifásicos, têm como definição a conexão estrela com o neutro aterrado e possui a conexão delta que despreza o segundo terminal. No entanto, para se definir os bancos de capacitores no programa, é preciso caracterizar os parâmetros do número de fases, barramento ao qual estão conectados, tensão nominal de operação e a potência reativa (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018).

3.2.6 Linha

As linhas têm por característica principal o transporte de energia elétrica e são denominadas como fornecedoras de energia, (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018; SEXAUER, 2012), e têm por característica um valor de impedância. No OpenDSS estas linhas são apresentadas com dois terminais conectados e são modeladas a partir de um modelo

π com uma capacitância shunt. Para parametrizar uma linha no software, é importante e necessário definir o número de fases, sua matriz de admitância nodal, impedâncias seqüenciais, resistências e reatâncias.

3.2.7 Transformador

O modelo do transformador para o sistema de simulação OpenDSS apresenta-se como um elemento fornecedor de energia elétrica, sendo denominado como equipamentos monofásicos e/ou multifásicos. De forma geral, para sua modelagem são necessários definir os parâmetros elétricos para a simulação como número de fases, quantidades de enrolamentos, barras nas quais o transformador está conectado. Outros parâmetros que podem ser adotados podem ser vistos na Tabela 5 de acordo com SEXAUER, (2012).

Tabela 5- Características básicas para modelagem do elemento transformador.

Parâmetro	Descrição
<i>Phases</i>	Número de fases (o default é 3)
<i>Windings</i>	Número de enrolamentos (o default é 2)
<i>XLH</i>	Reatância série por unidade (pu)
<i>%Loadloss</i>	Porcentagem da perda total com base na carga nominal
<i>%noLoadloss</i>	Porcentagem da perda em vazio com base na carga nominal
<i>Wdg</i>	Enrolamento que receberá os parâmetros a seguir
<i>bus</i>	Nome da barra à qual o terminal do elemento é conectado
<i>conn</i>	Ligação dos enrolamentos (estrela ou triângulo)
<i>kV</i>	Tensão de linha nominal do terminal (enrolamento) em k V
<i>kVA</i>	Potência nominal do terminal em k VA
<i>TAP</i>	Tensão por unidade (pu) do TAP utilizado

Fonte: (SEXAUER, 2012)

Cabe ressaltar que para inserir o transformador em uma simulação do sistema de distribuição elétrica, é necessário adotar no mínimo os seus parâmetros básicos que estão listados na Tabela 5, além de representá-lo com a nomenclatura adotada para facilitar a funcionalidade do sistema no software OpenDSS.

O OpenDSS possibilita modelar diversas variedades de conexões, por exemplo, um sistema de transformação com duas ou mais bobinas; então, pode-se utilizar a conexão (*Estrela-Triangulo*) como modelo padrão, ou também possibilitando a utilização de conexão (*Estrela-Estrela*), permitindo o uso de uma ou mais fases.

3.2.8 Regulador de tensão

O regulador de tensão é um elemento que tem como função característica controlar e monitorar a tensão no enrolamento do transformador ao qual foi conectado. Nos sistemas elétricos de potência é possível parametrizar os reguladores para operação em tensão trifásica e/ou três reguladores para cada fase, quando se utilizar reguladores monofásicos. Este controle de tensão é possível quando características do transformador com centro ou apenas (*Tap*) do enrolamento do transformador são parametrizadas (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018).

O regulador de tensão, após ser configurado com os parâmetros padrões do sistema distribuidor a ser simulado no software, tem a finalidade operacional de manter o controle de tensão e realizar a compensação da queda de tensão na linha de transmissão da rede elétrica. É definido como um elemento de controle pelo elemento *RegControl* verificados na Tabela 6 que apresentam os parâmetros básicos do elemento.

Tabela 6- Características básicas para inserção do elemento Reg Control.

Parâmetro	Descrição
<i>Transformer</i>	Nome do transformador controlado
<i>Winding</i>	Enrolamento controlado
<i>Vreg</i>	Tensão de referência
<i>Pratio</i>	Relação de transformação do transformador de potencial
<i>Band</i>	Valor da tensão que define a banda em torno do valor de referência

Fonte: (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018; SEXAUER, 2012)

O controle do regulador de tensão pode ser realizado, ajustando os parâmetros pré-definidos através dos TAP's fixos e, para essa situação, é necessário definir os níveis de tensão, relação nominal do transformador e a largura da faixa de tensão.

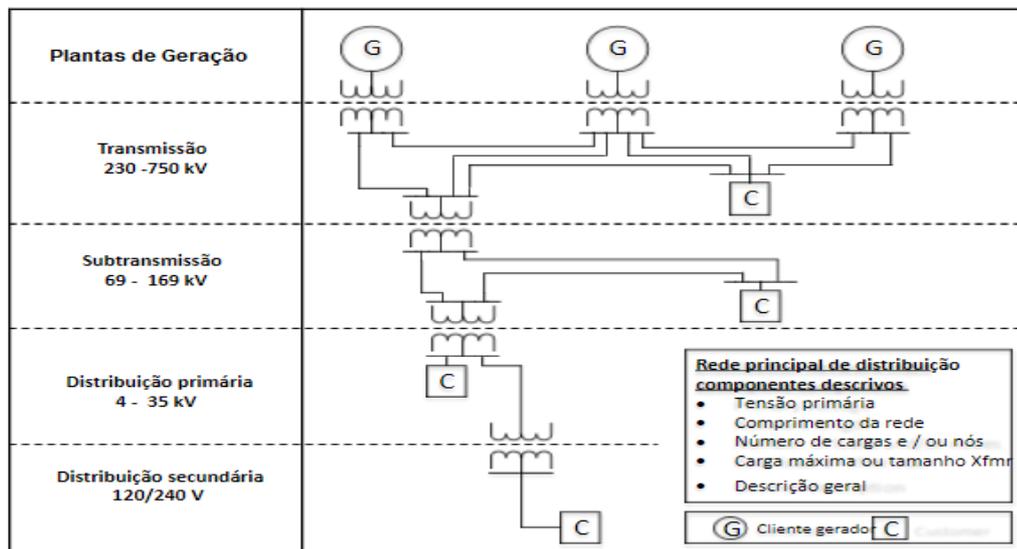
3.3 ALIMENTADORES DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

3.3.1 Descrição e modelamento de alimentadores testes

Segundo MARCOS et al., (2017) o modo mais objetivo de representar uma rede de distribuição de energia elétrica consiste em determinar sua infraestrutura que fornece

energia elétrica a partir de circuitos de transmissão/sub-transmissão/distribuição para unidades consumidoras, conforme mostrado na Figura 21.

Figura 21- Diagrama unifilar do sistema elétrico agrupado por diferentes níveis de tensão.



Fonte: (MARCOS et al., 2017)

Como pode ser observado na Figura 21 existe uma infinidade de formas para representar e caracterizar o comportamento de uma rede de distribuição real. Os alimentadores testes são alimentadores específicos que servem como *benchmark* para os estudos e análises. Segundo MARCOS et al., (2017), os alimentadores testes de distribuição podem ser construídos partindo do princípio que contenha diferentes métodos associados, seja selecionando um alimentador real ou selecionando alimentadores reais como base para construção de alimentadores sintéticos, agrupar vários alimentadores reais e em seguida construir um alimentador teste síntese, representando cada grupo das redes reais, construir o alimentador teste manualmente, e por fim, construir um alimentador teste através do uso de programas computacionais que permitam tornar as redes realistas usando os mesmos critérios técnicos e econômicos de uma rede real.

Com o crescimento rápido e modernização da rede de distribuição diante dos avanços tecnológicos, foram necessários segundo ARRITT; DUGAN, (2010), a necessidade de criação de alimentadores testes mais realistas, grandes e de complexidades crescentes para acompanhar a evolução natural dos sistemas elétricos. Assim, no período de 1991 a 2014 foram construídos pelo *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE) alimentadores testes que possibilitassem através dos algoritmos avançados, os importantes estudos e análises essenciais necessários para tornar alimentadores testes o

mais próximo do real. Na Tabela 7 está representada a coleção de alimentadores testes disponíveis para propor os desafios analíticos específicos de estudos futuros.

Tabela 7- Alimentadores Testes desenvolvidos pelo *Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE)* representando seus níveis de tensão, comprimento, número de cargas, potência.

Alimentador	Comprimento (km)	Tensão no Primário (kV)	Número de Consumidores/Cargas	Carga de pico (MVA)	GD (MVA)
13 Nó	2,5	4,16	9	3,6	0
123 Nó	12	4,16	114	3,8	0
34 Nó	94	24,9	24	1,6	0
37 Nó	5,5	4,8	25	2,73	0
4 Nó	1,3	12,47	1	6,3	0
NEV	1,82	12,47	1	8,9	0
8500 Nó	170	12,47	1177	11,1	0
CTF	81,7	12,47/24,9	36	4,17	0,15
342 Nó	15,2	13,2	624	49,4	0

Fonte: (MARCOS et al., 2017)

Todos estes alimentadores testes da Tabela 7 já foram bastante disseminados, utilizados e discutidos. Tais alimentadores foram validados e apresentaram em sua grande maioria informações extremamente relevantes, mas possuem limitações tais como: tamanho, a falta de análise temporal, no que concerne à demanda e à variabilidade de geração e falta de coordenadas geográficas para o layout físico da rede, etc. No decorrer desse trabalho serão citadas funcionalidades dos principais alimentadores presentes na Tabela 7.

Segundo (SCHNEIDER et al., 2013), o alimentador teste IEEE 13 barras possui características bem semelhantes e comuns aos usados em um sistema real de um bairro, por exemplo, com estruturas de linhas de pequeno porte, porém altamente carregados. Em sua configuração estão definidos: reguladores de tensão, bancos capacitores shunt, linhas aéreas e subterrâneas trifásicas, bifásicas e monofásicas, com cargas desequilibradas. Este modelo de alimentador teste fornece testes válidos para realizar análises de convergência do fluxo de potência e para estudos com sistemas elétricos desequilibrados.

O alimentador teste IEEE 123 barras, segundo (SCHNEIDER et al., 2013), opera com uma tensão nominal de 4.16 kV. Embora este não seja um nível de tensão usual, ele permite analisar problemas de queda de tensão que devem ser resolvidos com a aplicação de reguladores de tensão e capacitores de derivação. Este circuito é caracterizado por linhas aéreas e subterrâneas, carregamento desequilibrado com corrente constante, impedância e

potência, quatro reguladores de tensão, bancos de capacitores de derivação e múltiplos interruptores. Possui características de um sistema bem “comportado” com problemas de convergência mínimos.

O alimentador teste IEEE 8500 barras, segundo (ARRITT; DUGAN, 2010), foi projetado através de uma rede real de distribuição dos EUA com objetivo de fornecer referência de um modelo que inclua em sua estrutura elementos que podem ser encontrados em um alimentador real. Com sua construção é possível analisar ou simular um grande alimentador de distribuição contendo grandes sistemas desequilibrados. É composto por elementos que compõem grandes alimentadores como controle capacitivo, reguladores de tensão, alimentadores secundários, além de transformadores de distribuição.

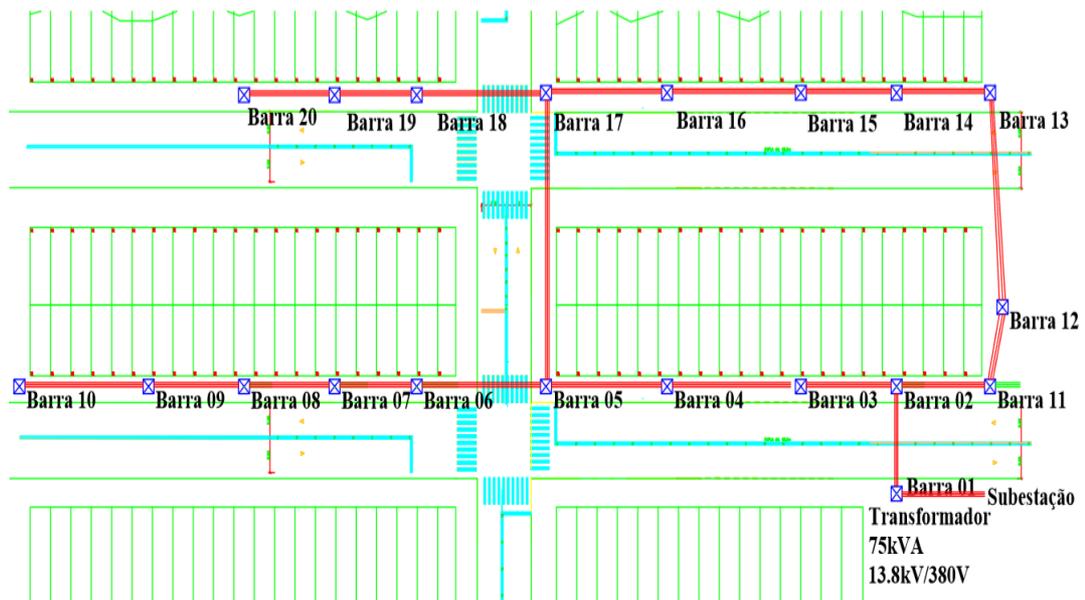
Porém, todos esses alimentadores testes, discutidos acima, foram desenvolvidos para países estrangeiros específicos, com topografias de redes genéricas, condições meteorológicas, demanda e normatização locais muitas vezes diferentes do Brasil. Pelo que antecede será modelado e utilizado um *feeder* real de uma rede de distribuição de baixa tensão do sistema elétrico brasileiro (real) e com meteorologia local.

3.3.2 Detalhamento do sistema de distribuição real

Nesta seção do trabalho são apresentados os principais parâmetros do sistema de distribuição real que foi modelado e simulado nesta dissertação. Foi utilizado um alimentador real do sistema distribuição secundário, que fornece energia elétrica a unidades consumidoras com perfil residencial, comercial e industrial. Neste sistema foram adicionados geradores distribuídos fotovoltaicos com intuito de analisar e estudar os parâmetros de energia elétrica nessa rede de distribuição.

O sistema de distribuição real é um alimentador de baixa tensão e possui em sua estrutura trechos de linhas aéreas trifásicas, no qual, por ser um sistema real, o mesmo trabalha em condições desequilibradas. O alimentador é apresentado na Figura 22, sendo constituído por 20 barras (postes) que transporta uma potência trifásica no modelo a 4 (quatro) fios conectados em *trifásico-estrela*. O sistema é energizado através de um alimentador primário constituído por um transformador na SE (Subestação Elétrica) que possui a relação de transformação de 69/13.8 kV e alimenta o circuito secundário através de um transformador com potência nominal de 75 kVA de relação de transformação de 13.8kV/380V, onde a tensão nominal de baixa tensão de alimentação do sistema é 380V.

Figura 22- Sistema de distribuição de energia elétrica de baixa tensão real



Fonte: Autoria própria.

O circuito ilustrado na Figura 22 apresenta em sua totalidade 202 unidades consumidoras, sendo 189 consumidores residenciais, 12 consumidores comerciais e 1 consumidor industrial. O sistema de distribuição possui em sua composição 19 trechos de linhas aéreas trifásicas que transmitem potência às 202 cargas que são divididas em monofásicas e trifásicas. As cargas possuem potências nominais diferentes, são de naturezas desbalanceadas, cujos detalhes são apresentados na Tabela 8. As cargas do sistema de distribuição real são de potência constante (PQ) e apresentam um fator de potência igual a 0,92. Foi estipulado, por ser um sistema real de baixa tensão, considerar a produção de potência reativa em condições mínimas, para realizar os estudos, mesmo sabendo que na realidade este fator é desprezado pelas concessionárias para o sistema de distribuição secundário.

Tabela 8- Características das cargas presentes no sistema de distribuição real para cada barra individualmente.

Barra	Carga Modo de conexão	Fase A		Fase B		Fase C	
		kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
1	Y-PQ	2,45	0	1,65	0	3,45	0
2	Y-PQ	2,05	0	1,25	0	1,20	0
3	Y-PQ	2,30	0	1,95	0	1,50	0
4	Y-PQ	2,10	0	2,00	0	1,45	0
5	Y-PQ	1,85	0	1,35	0	1,23	0
6	Y-PQ	2,20	0	1,46	0	1,70	0
7	Y-PQ	2,30	0	2,20	0	2,08	0
8	Y-PQ	2,10	0	2,20	0	2,30	0
9	Y-PQ	1,60	0	0,88	0	1,02	0
10	Y-PQ	1,28	0	1,42	0	1,55	0
11	Y-PQ	2,59	0	1,64	0	1,93	0
12	Y-PQ	1,89	0	1,96	0	1,51	0
13	Y-PQ	1,59	0	1,59	0	0,75	0
14	Y-PQ	1,86	0	1,78	0	1,89	0
15	Y-PQ	2,02	0	1,80	0	2,11	0
16	Y-PQ	2,26	0	1,88	0	1,45	0
17	Y-PQ	0,85	0	1,25	0	0,60	0
18	Y-PQ	2,15	0	1,40	0	1,85	0
19	Y-PQ	2,10	0	1,40	0	1,70	0
20	Y-PQ	2,25	0	2,75	0	3,00	0
	TOTAL	39,79	0	33,81	0	34,27	0

Fonte: Autoria própria.

3.3.3 Caracterização dos parâmetros do sistema de distribuição real

Para parametrizar as características da linha de distribuição e a disposição dos cabos do sistema de distribuição real no OpenDSS, foi necessário definir as suas matrizes de admitâncias nodais, sendo realizado a partir das informações de suas impedâncias sequenciais, pela matrizes de resistências e de reatâncias. Após definir os parâmetros da linha da rede de distribuição foi declarado o “arranjo de linha” com os principais elementos utilizados que estão dispostos na Tabela 9.

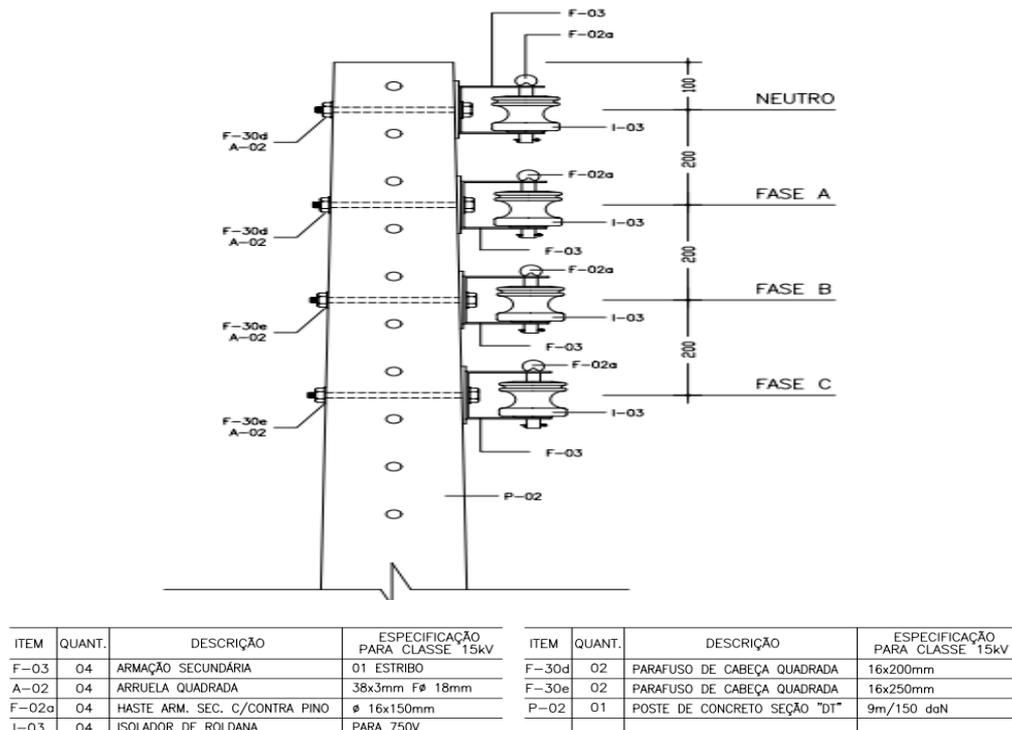
Tabela 9- Parâmetros utilizados para definir a linha de distribuição real no OpenDSS.

Parâmetro	Descrição
N_{phases}	Número de fases
$BaseFreq$	Frequência base das reatâncias
R1	Resistência de sequência positiva em Ω por unidade de distância
R0	Resistência de sequência zero em Ω por unidade de distância
X1	Reatância de sequência positiva em Ω por unidade de distância
X0	Reatância de sequência zero em Ω por unidade de distância
C1	Capacitância total de sequência positiva em nF por unidade de distância
C0	Capacitância total de sequência zero em nF por unidade de distância
R_{matrix}	Matriz de resistências da linha por unidade de distância
X_{matrix}	Matriz de reatâncias da linha por unidade de distância
$units$	Unidade de distância utilizada
$Normamps$	Corrente nominal da linha

Fonte: (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018)

Para a disposição dos cabos no sistema de distribuição real foi necessário segundo (ELETROBRÁS, 2014), adotar as características básicas das redes de distribuição aéreas urbanas. No entanto, foi adotado o modelo estrutural denominado S4E para a instalação e disposição dos cabos conforme Figura 23, que evidencia a configuração geométrica, o espaçamento dos cabos e o modelo estrutural do barramento (poste).

Figura 23- Representação da geometria espacial dos espaçamentos aéreos e configuração dos condutores elétricos para o modelo S4E nas redes elétricas urbanas.



Fonte: (ELETROBRÁS, 2014)

O modelo de barramento (poste) “S4E” trifásico com 4 (quatro) condutores representado na Figura 23 mostra todos os componentes que fazem parte do conjunto para instalação. Caracterizando as distâncias simétricas entre os condutores fases A, B, C e o condutor neutro, distanciados de 200 mm, e sendo adotado como diâmetro médio para análises dos estudos o condutor de 70 mm².

A Tabela 10 mostra as características das barras na qual cada linha do sistema está conectada, e o modelo de configuração que está sendo utilizado, além de expressar o comprimento de cada linha, em quilômetros.

Tabela 10- Parâmetros das linhas de distribuição do sistema de distribuição real com referência às suas conexões e o seu respectivo comprimento.

Nó 1	Nó 2	Comprimento (km)	Configuração
Barra01	Barra02	0,040	601
Barra02	Barra03	0,040	601
Barra03	Barra04	0,040	601
Barra04	Barra05	0,040	601
Barra05	Barra06	0,040	601
Barra06	Barra07	0,040	601
Barra07	Barra08	0,040	601
Barra08	Barra09	0,040	601
Barra09	Barra10	0,040	601
Barra02	Barra11	0,040	601
Barra11	Barra12	0,040	601
Barra12	Barra13	0,018	601
Barra13	Barra14	0,040	601
Barra14	Barra15	0,040	601
Barra15	Barra16	0,040	601
Barra16	Barra17	0,040	601
Barra17	Barra18	0,040	601
Barra18	Barra19	0,040	601
Barra19	Barra20	0,040	601
Barra05	Barra17	0,040	601

Fonte: Autoria própria

A configuração 601 representada na Tabela 10, indica os parâmetros que foram introduzidos no sistema do OpenDSS como a distância e dados dos cabos para realização das simulações, trazendo como resultados o “arranjo de linha” representado no sistema através de suas matrizes resistências, impedâncias e capacitâncias evidenciados na Tabela 11.

Tabela 11- Representação do arranjo de linha com os valores das resistências, impedâncias e capacitâncias.

Valores dos Arranjos de linha		
Rmatrix	Xmatrix	Cmatrix
0,306059	0,0009989	0,0131578
5,92E-05	0,0006516	-0,00418545
0,306059	0,0009989	0,013164
5,92E-05	0,0005994	-0,00200961
5,92E-05	0,0006516	-0,0047286
0,306059	0,0009989	0,0114401
5,92E-05	0,0006516	-0,00474539
5,92E-05	0,0005994	-0,0020177
5,92E-05	0,0005688	-0,0016075
0,306059	0,0009989	0,0114059

Fonte: Autoria própria

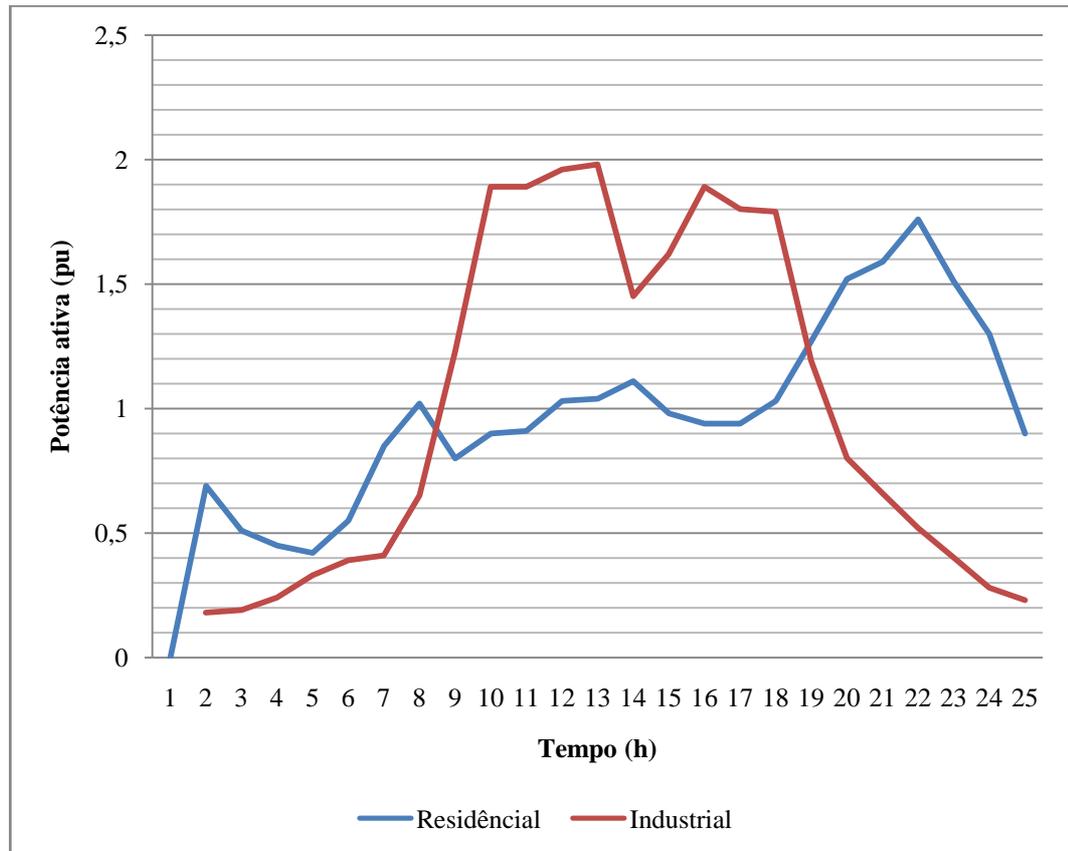
As demais características do sistema de distribuição elétrico real que está sendo utilizado neste trabalho são convencionais tais como: parâmetros da subestação, transformadores e carga distribuída, e estão mais detalhadas no apêndice A.

3.3.4 Parâmetros de entrada no sistema de distribuição real no OpenDss

3.3.4.1 Curvas de cargas diárias

Com objetivo de tornar o ambiente de simulação ainda mais realista, mesmo utilizando um sistema real de distribuição, foi adotado o comportamento no modo diário para as curvas de cargas dos consumidores e do perfil de geração dos sistemas fotovoltaicos. Desse modo, para realização das análises foram atribuídos e definidos parâmetros para as curvas de carga de cada unidade consumidora conectada ao sistema de distribuição real. Neste caso, foram empregadas curvas típicas para classificação de cada consumidor com um perfil residencial e industrial, como é observado na Figura 24.

Figura 24- Curvas de cargas do perfil residencial e industrial



Fonte: adaptada (JARDINI et al., 2000)

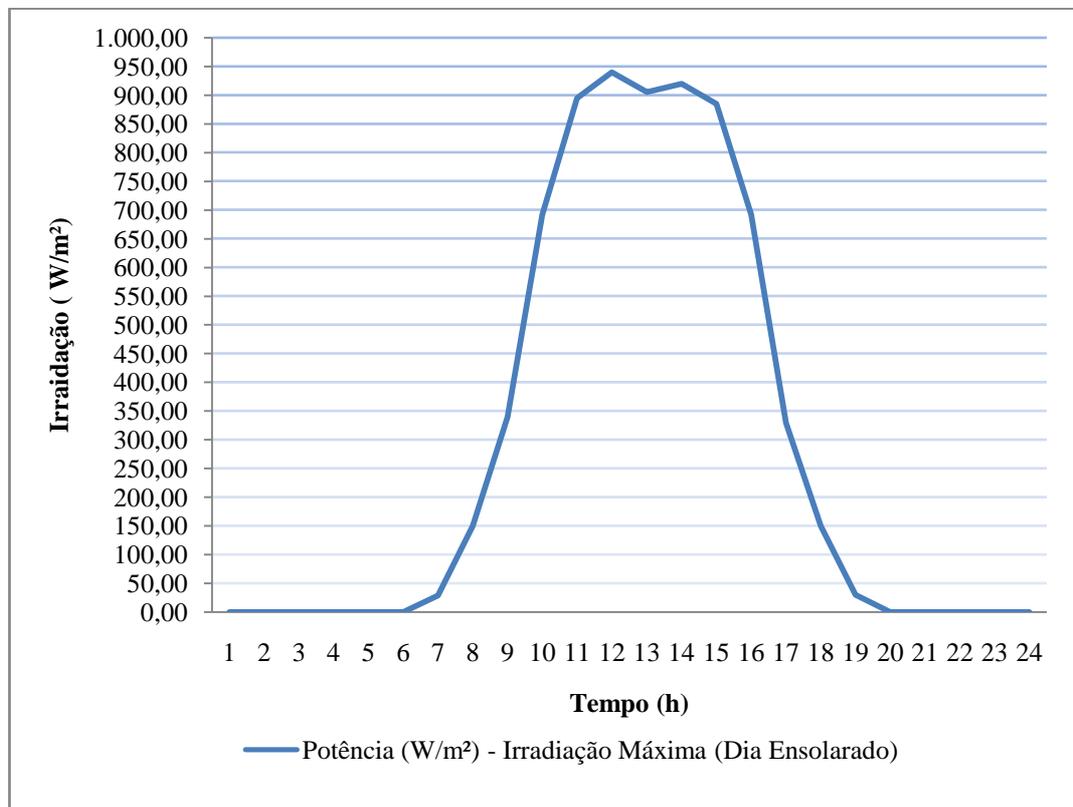
No entanto, segundo JARDINI et al., (2000), para serem definidas as curvas representativas em um intervalo de tempo de uma unidade consumidora não é tão simples devido à grande variedade e às diferenças nas cargas e hábitos de consumo de cada unidade, o que acaba interferindo os parâmetros das curvas de cargas com índices de pico ou afundamento de carga em horários aleatórios. Para traçar o perfil de cada unidade consumidora através das curvas de carga, foram adotadas medidas típicas das curvas de carga de consumidores individuais monofásicos, bifásico e trifásicos, considerando parâmetros arbitrários para cada unidade consumidora conectada ao sistema real simulado.

3.3.4.2 Curvas de Irradiação e temperatura para o sistema fotovoltaico

Para realizar as análises temporais das variações de potência no sistema fotovoltaico foi considerada uma curva diária do nível de irradiação solar e da temperatura de operação dos painéis fotovoltaicos. No entanto, para definir estes parâmetros de caracterização das variáveis do sistema fotovoltaico, foi necessário utilizar os códigos específicos do software OpenDSS

baseados em (DUGAN, 2011), para esboçar a curva mostrada na Figura 25, onde é retratada a irradiação horária durante o período de 24 horas. Os dados de 1 ano de medições foram obtidos em uma unidade solarimétrica no estado de Alagoas, cedidos pelo laboratório de irrigação e agrometeorologia do centro de ciências agrárias da Universidade Federal de Alagoas. O perfil diário de irradiação solar utilizado foi determinado a partir da média mensal, e assim, considerado o mês com maior nível de irradiação que resultou em um valor de pico de aproximadamente $939,6 \text{ W/m}^2$ às 13 horas do dia. O perfil de irradiação solar utilizado foi de um dia ensolarado não apresentando nenhuma variação abrupta no clima, como nuvens passageiras, garantindo um dia com geração plena.

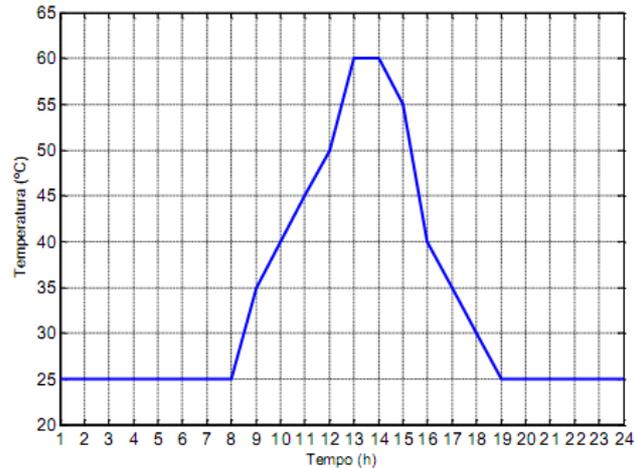
Figura 25- Perfil diário, médio mensal para o mês com máxima irradiação solar.



Fonte: Autoria Própria adaptada

Para a curva de temperatura foi adotado também o perfil diário, com a variação de temperatura ao longo de 24 horas por dia, conforme é apresentado pela Figura 26.

Figura 26- Curva de variação de temperatura diária.



Fonte: Autoria própria

3.4 METODOLOGIA PARA ANÁLISES DOS IMPACTOS DA INSERÇÃO MASSIVA DE SISTEMAS FV

3.4.1 Descrição dos Cenários para simulações do sistema real

Nesta seção são abordados os cenários simulados neste trabalho, com objetivo de analisar o comportamento das características elétricas do sistema, quando ao alimentador forem conectados geradores distribuídos fotovoltaicos de forma massiva. Os principais focos das análises se direcionaram em verificar as variações dos níveis de tensão elétrica nos barramentos, fluxo de potência nos trechos onde estão conectados os sistemas FV e as perdas técnicas gerais do circuito. De maneira geral, estes procedimentos foram realizados através da presença massiva de GD fotovoltaicos e com ausência dos mesmos conectados ao alimentador.

O sistema elétrico utilizado nesta dissertação é um alimentador real de distribuição de baixa tensão, já descrito suas configurações anteriormente na seção 3.3.3. Os resultados obtidos através das simulações foram comparados aos critérios e valores operacionais segundo ANEEL, (2017d) e também aos padrões e procedimentos relativos à qualidade de energia elétrica de acordo com ANEEL (2017c). Estes procedimentos e padrões normativos foram anteriormente destacados, bem como, os itens relevantes descritos na seção 2.2.

A análise do comportamento do sistema distribuidor foi realizada a partir do uso de funcionalidades específicas do software OpenDss, através de sistemas de monitoramento (*Monitores*) alocados em posições estratégicas nas linhas de distribuição e nos barramentos ao

longo do alimentador, bem como nos geradores distribuídos FV. Os resultados obtidos através dos dados processados pelos monitores se deram a partir das curvas por eles esboçadas que projetaram respostas dos níveis de variação de tensões nos barramentos, perdas técnicas do sistema em geral e o fluxo de potência ativa em cada ramo que contenham sistemas fotovoltaicos conectados.

3.4.1.1 Cenário 1- Sistema de distribuição Real sem conexão de geração distribuída Fotovoltaica.

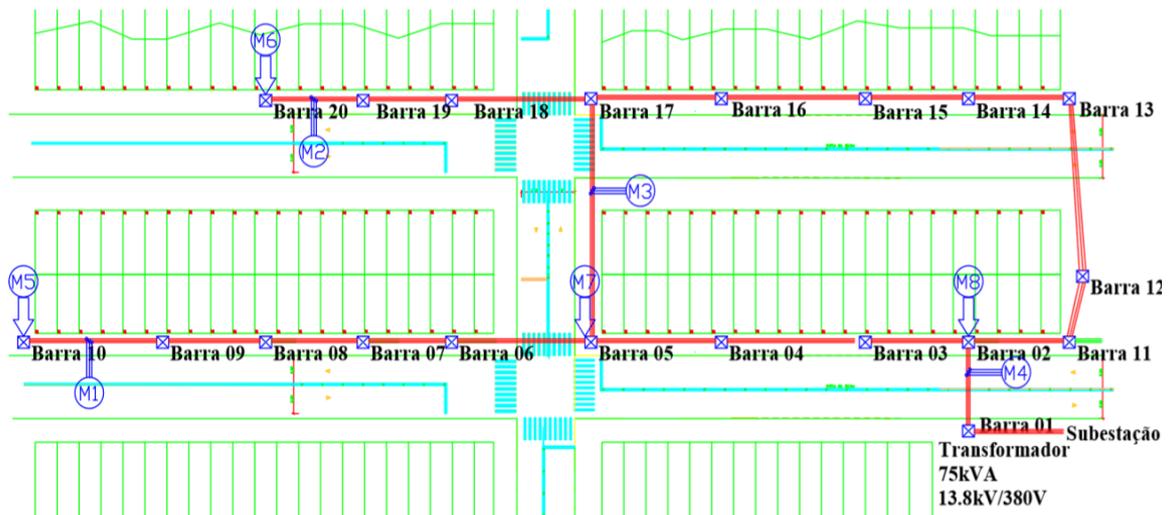
Neste cenário foi realizada a simulação do sistema de distribuição real em análise, com ausência da contribuição de potência oriunda dos geradores distribuídos fotovoltaicos, com objetivo de verificar o comportamento da rede elétrica de baixa tensão e formar através dos resultados obtidos um caso base de referência para comparações posteriores. O circuito real foi modelado na plataforma de programação do software, através dos valores dos cabos elétricos, impedâncias, susceptâncias, capacitâncias, dados da subestação, transformadores, TAP entre outros e configurado através de uma série de comandos. Dentre estes comandos, cabe destacar a importância da utilização do comando “*daily*” (diário), propiciando que os estudos sejam realizados através das análises temporais e as simulações sigam o perfil da curva de carga diária das unidades consumidoras conectadas ao sistema.

Também foram atribuídas curvas de cargas diárias às unidades consumidoras conectadas ao sistema de distribuição simulado, baseando-se em características operacionais reais de cargas trifásicas e monofásicas. Desta forma, foram determinadas as cargas com perfil residencial, comercial e industrial, e escolhidas as fases e as barras (*postes*) para a conexão dessas cargas de forma aleatória. Por convenção, as cargas com maior potência são caracterizadas como industrial e/ou comercial, e as demais com menor potência como residencial.

Foram atribuídos previamente à plataforma do software do OpenDSS os modelos de cargas e seus parâmetros de configuração, para realizar as análises temporais. Além disso, foram estabelecidos os limites críticos do nível de tensão definidos para redes de distribuição de baixa tensão e configurados para serem apresentados de forma gráfica.

Na configuração mostrada na Figura 27, é possível observar a ausência da conexão de geradores distribuídos fotovoltaicos, ficando evidenciada a presença de oito analisadores de energia (*Monitores*) que objetivam analisar e registrar o comportamento dos níveis elétricos de tensão, fluxo de potência e as perdas técnicas gerais.

Figura 27- Sistema elétrico real (base) modelado e simulado no software OpenDSS



Fonte: Autoria própria.

A escolha dos locais de instalação dos monitores de energia elétrica ilustrados na Figura 27 foi determinada de maneira proposital para monitorar os comportamentos das características elétricas, baseados em pontos específicos utilizados pelas concessionárias na gestão da rede elétrica real, e observar se ocorre a mesma situação durante as simulações. As características a serem monitoradas são: o declínio de tensão nos finais de linha, a elevação do fluxo de potência nos trechos intermediários e nos finais de linha, as tensões elevadas nos barramentos próximos ao transformador, entre outros, como são os casos, dos medidores “M1, M2, M3 e M4” alocados nas linhas “*Linha_barra09barra10*, *Linha_barra05barra17*, *Linha_barra19barra20* e *Linha_barra01barra02*”. Já os medidores “M5, M6, M7 e M8” foram instalados nos barramentos (*postes*) 10, 20, 05 e 02 com a finalidade de observar o comportamento das variações de tensão nas cargas que estão conectadas e o fluxo de potência no barramento.

3.4.1.2 Cenário 2- Sistema de distribuição real com inserção massiva de sistemas FV residenciais monofásicos e trifásicos com demandas de potência fotovoltaica variando com o perfil diário.

Nesta primeira etapa de simulação foram abordados os estudos e análises para conexão de geradores distribuídos FV trifásicos e monofásicos às barras (*postes*) do sistema de distribuição real. O objetivo de analisar as características elétricas e os impactos dos

geradores distribuídos monofásicos e trifásicos de forma separada foi para se ter uma maior clareza nos resultados e determinar os problemas ocorridos de cada sistema de forma mais distinta e específica.

Para esta seção foi adotado o comportamento diário das cargas e dos sistemas fotovoltaicos, de tal forma que são inseridos as “Loadshape” ou curvas de cargas que vão variar o comportamento do consumo das unidades consumidoras ao longo do período de 24 horas. Além de serem introduzidas as curvas para os sistemas FV, já detalhadas na seção 3.2.1.

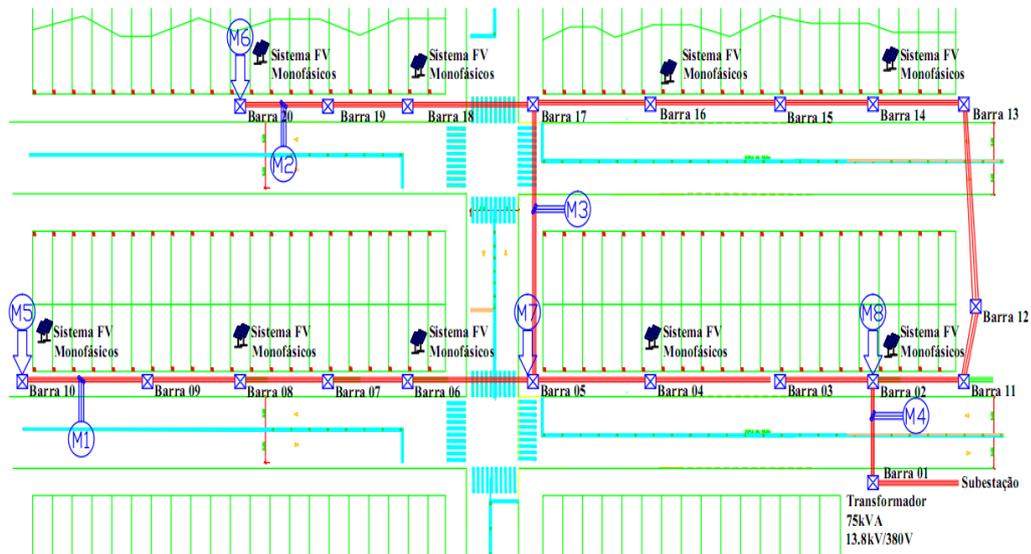
Vale salientar que não foi considerado o baixo carregamento da rede, já que tipicamente esta condição ocorre durante o período noturno, estendendo pela madrugada, e durante estes horários a geração FV se encontra inoperante.

No entanto, foram subdivididos os casos para realizar os estudos e análises do sistema, apenas com a conexão de sistemas monofásicos e posteriormente apenas sistemas fotovoltaicos trifásicos conectados, e por fim, os dois casos simultaneamente. As análises foram determinadas para os casos evidenciados nesta seção, considerando o somatório de todas as potências ativas injetadas ao alimentado de distribuição pelos sistemas fotovoltaicos conectados, de tal forma que correspondessem a 70% e 100% da capacidade nominal do transformador de distribuição de 75 kVA. Sendo restrita pelo máximo nível de carregamento suportável em condições favoráveis dos padrões normativos e de projeto.

Para definir as curvas de demanda do alimentador para realizar as simulações, foram considerados dois comportamentos para o sistema elétrico; primeiramente foi adotado um carregamento convencional através de valores de redes elétricas típicas, seguido de um baixo carregamento diurno. Para este último, foi estipulado um percentual de redução de 30% dos valores da curva de demanda com carregamento convencional. Esta estratégia foi utilizada para testar e verificar os impactos ocasionados ao alimentador pelos GD conectados, quando for considerada uma curva de demanda com baixo carregamento no período diurno. Em outras objeções, considerar o alimentador onde as unidades consumidoras estivessem consumindo o mínimo possível.

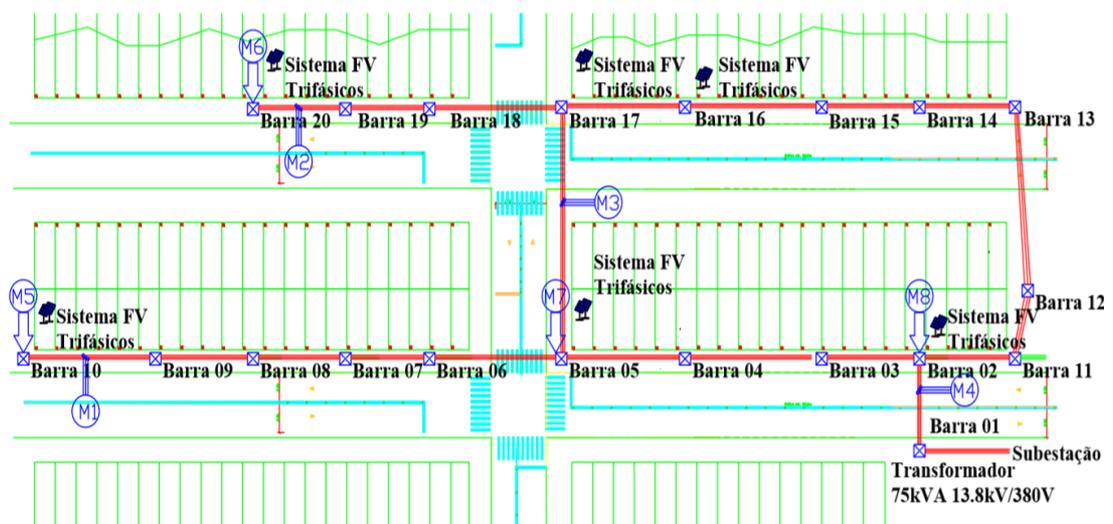
Diante disso, foram adotados os mesmos locais de instalação dos monitores observados na Figura 27, em suas posições estratégicas, para verificar as grandezas elétricas e o comportamento do sistema onde foram instalados os geradores distribuídos FV. Na Figura 28 são ilustrados os locais onde são instalados os geradores distribuídos monofásicos e na Figura 29 são observados os sistemas trifásicos.

Figura 28- Localização dos sistemas fotovoltaicos monofásicos conectados ao alimentador real



Fonte: Autoria própria

Figura 29- Localização dos sistemas fotovoltaicos trifásicos conectados ao alimentador real



Fonte: Autoria própria

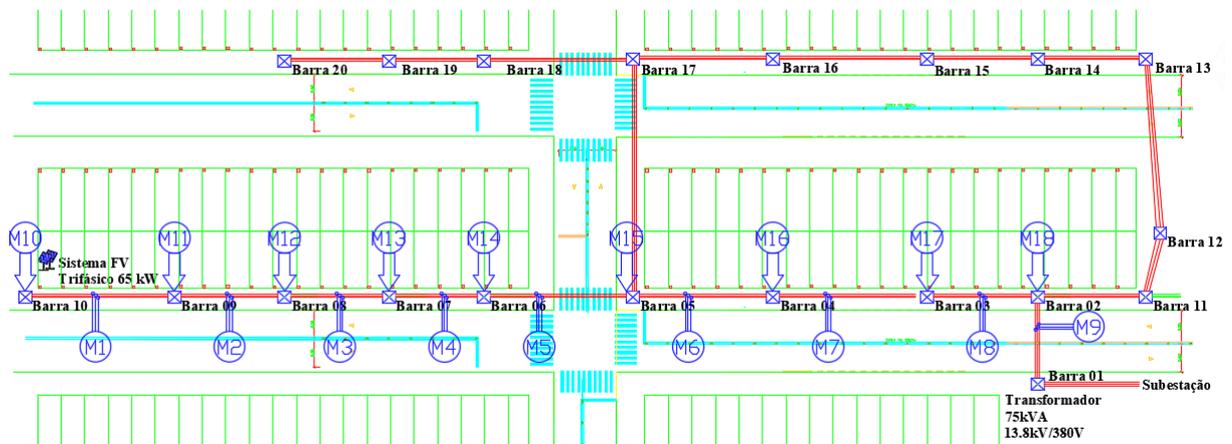
3.4.1.3 Cenário 3- Sistema de distribuição real com inserção de microgeração FV de 65 kW

Neste cenário admitiu-se a inserção de um sistema de geração de energia fotovoltaica com potência de 65 kW localizada na barra 10 do alimentador. Este cenário pode ser tratado como uma instalação de uma microgeração distribuída solar fotovoltaica com conexão em baixa tensão em um único ponto da rede elétrica de distribuição. Esta barra possui 6 cargas monofásicas e 2 cargas trifásicas desbalanceadas, podendo ser evidenciada na Tabela A3, e a sua escolha foi determinada pela sua posição geográfica, por ser do lado oposto ao ponto de

alimentação do sistema elétrico. É importante ressaltar que o fluxo de potência neste trecho do alimentador é previsivelmente pequeno, portanto com perdas técnicas insignificantes nas linhas adjacentes interligadas a este ramo do circuito.

No entanto, a escolha da instalação de uma microgeração de energia fotovoltaica concentrada no local ilustrado pela Figura 30 foi justificada com a expectativa de analisar e identificar os impactos causados pela conexão da mesma e poder verificar a possibilidade, como medida mitigadora, de homogeneização do fluxo de potência no alimentador e a redução das perdas totais do circuito.

Figura 30- Representação da distribuição geográfica e localização dos componentes elétricos envolvidos no processo de análise e estudo no sistema elétrico real.



Fonte: Autoria própria

Diferentemente como foi abordado nos cenários 1 e 2, os monitores elétricos “M1 ao M18” estão distribuídos estrategicamente ao longo do alimentador com objetivo de verificar e ter uma visão geral dos parâmetros elétricos quando ao circuito for conectado sistema FV pontual. No entanto, para esta seção, a instalação e posicionamento dos analisadores também foram determinados de forma estratégica com objetivo de monitorar o comportamento do alimentador. Verificando os parâmetros elétricos deste barramento 10 (Final de trecho) até o barramento 02 que está conectado ao secundário do transformador de distribuição do circuito. Como ilustrado na Figura 30, foi importante posicionar e instalar os medidores seguindo a ordem neste trecho, para perceber os distúrbios nos parâmetros elétricos de tensão, com o viés de verificar as questões de estabilidade e variabilidade do mesmo, além de poder analisar o comportamento do fluxo de potência e as perdas técnicas totais.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Inicialmente foram adotados para realizar as simulações no alimentador real de distribuição de baixa tensão, parâmetros técnicos utilizados pelas concessionárias, atualmente. Como o alimentador em estudo possui um perfil de consumo elétrico predominantemente residencial, foi adotada uma demanda de consumo médio diário de uma unidade consumidora convencional. Desta forma, foram atribuídas para cada unidade consumidora curvas de cargas típicas considerando consumos aleatórios entre a faixa de 500 kWh a 1000 kWh. Também se realizou modificação nos parâmetros do TAP do transformador de distribuição, alterando a relação de transformação para 13,8kV/395V, tensão no secundário próximo ao limite máximo permitido segundo ANEEL, (2017c), para faixa de tensão adequada. Este procedimento de ajuste da tensão é constantemente usado pelas concessionárias, na prática, como medida preventiva para manter os padrões adequados dos níveis de tensão no ponto de conexão das unidades consumidoras nos “finais de linha”. Estas manobras realizadas nas características elétricas de tensão foram determinadas pelo nível de variação da tensão ao longo do alimentador e pelo seu aspecto construtivo, visto que, é um sistema distribuidor de pequeno porte, porém muito denso, com muitas cargas conectadas com perfis de demanda bastante variadas.

Conforme é observado na seção 3.4.1.2, foi considerado para as análises neste trabalho o percentual de potência ativa, injetadas pelos sistemas FV conectados ao alimentador, obedecendo aos critérios e procedimentos da legislação da ANEEL, de tal forma que, o máximo carregamento possível para este alimentador em estudo seja de até 75 kW concentrado ou de forma distribuída.

4.1 ANÁLISE DO FLUXO DE POTÊNCIA

Nesta seção é apresentado o comportamento do fluxo de potência da rede elétrica, quando submetido ao alimentador a conexão de sistemas FV monofásicos e trifásicos, adotando o comportamento do consumo das cargas, através de duas curvas de demanda, uma com carregamento convencional e outra com baixo carregamento diurno. Ao mesmo tempo, é atribuído ao ambiente de simulação, considerar a inserção de potência ativa fornecida pelos sistemas fotovoltaicos de 70% e 100% de 75 kW (Potência nominal do transformador de distribuição).

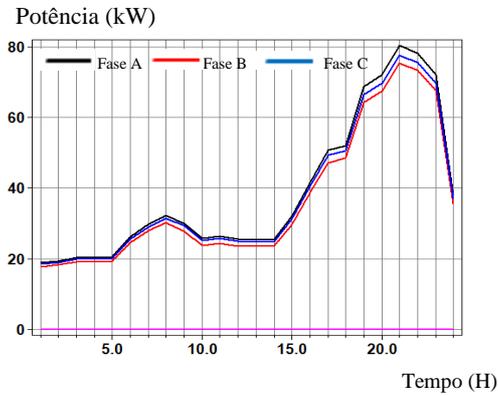
4.1.1 Análise do fluxo de potência: Na subestação transformadora

Após a caracterização do alimentador e realizada as simulações, são apresentados na Figura 31 e Figura 32 os resultados observados pelos monitores do comportamento do fluxo de potência ativa na subestação ao longo do período de 24 horas. É possível verificar ao analisar a Figura 31, mais especificamente, nos casos onde houve a conexão de GD monofásicos e trifásicos, de forma separada e simultânea, uma compensação do fluxo de potência ativa proveniente da subestação no período das 5h às 17h. Esta compensação retrata o percentual de redução, e ao mesmo tempo evidencia a contribuição de potência ativa oriunda dos sistemas fotovoltaicos conectados neste período, o que desta forma, acaba “compensando” o carregamento da subestação e evitando o sobrecarregamento.

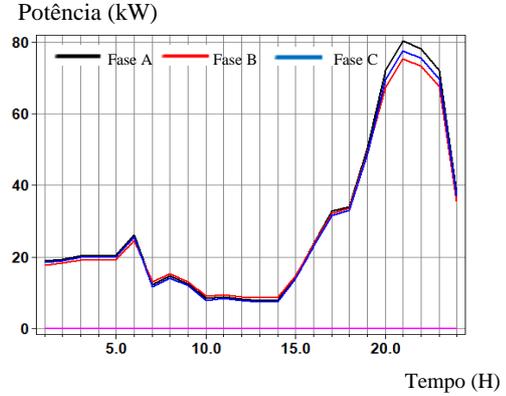
Na Figura 32 está ilustrado o fluxo de potência ativa quando o sistema é submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno e inserção de sistemas FV monofásicos e trifásicos separadamente e simultâneos. Observa-se que, além da compensação evidenciada nos casos onde o alimentador está com carregamento convencional, foram verificados na Figura 32(a), (b) e (c) a presença do fluxo de potência reverso no alimentador em determinados intervalos de tempo ao longo do dia, entre 9h e 12h, ocorrendo novamente das 14h às 17h. Esta situação pode ser considerada como “excesso de potência ativa na linha”, evidenciado no momento onde ocorreu excesso de geração e menor demanda energética, aliado com o perfil adotado de irradiação em condições favoráveis referente a um dia ensolarado de céu claro, acometendo a contribuição máxima do sistema FV.

Dessa forma, os casos analisados mostraram que os níveis elevados de inserção FV ao sistema, provocaram o aumento do fluxo de potência ativa que transita nas linhas da rede elétrica, acometendo para este caso, diante do somatório das potências ativas injetadas e a geração convencional, a criação do fluxo de potência reverso que se propagou ao longo do circuito, sendo registrado pelo sistema de monitoramento alocado na subestação, nos períodos indicados, evidenciando que o mesmo chegou a subestação elétrica provocando transtornos semelhantes aos alimentadores subseqüentes que estão conectados a esta subestação.

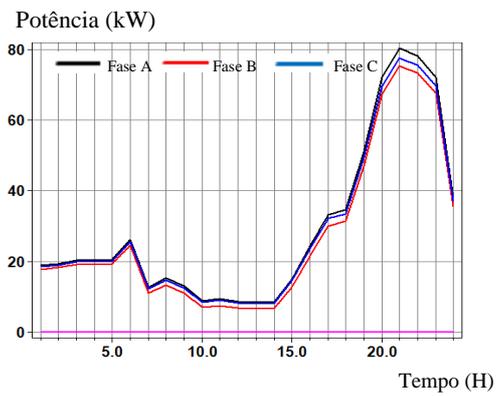
Figura 31- Comportamento do fluxo de potência ativa na subestação elétrica com o alimentador submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional e injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.



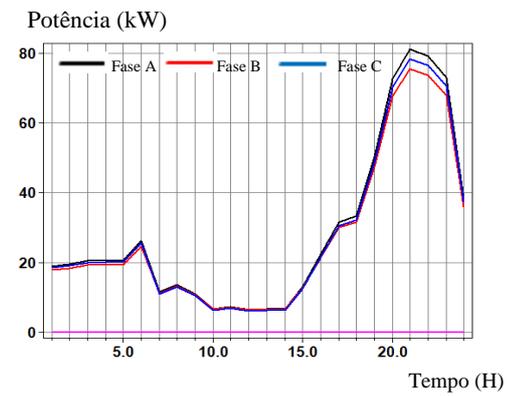
a) Caso base (Sem GD)



b) Inserção Massiva de 70% GD Monofásicos



c) Inserção Massiva de 70% GD Trifásica

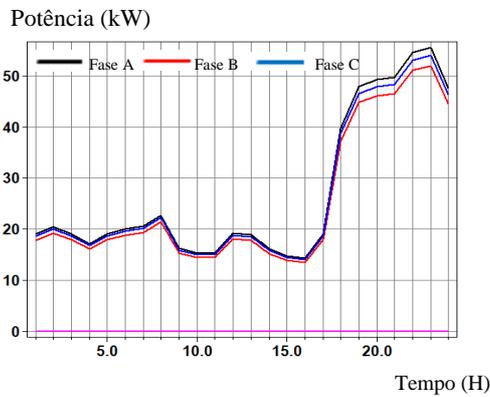


d) Inserção Massiva de 70% GD Trifásico Monofásico.

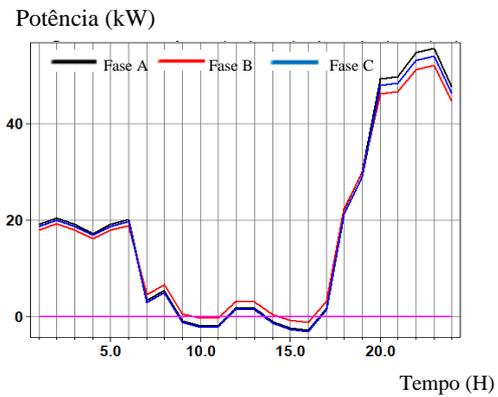
e

Fonte: Autoria própria

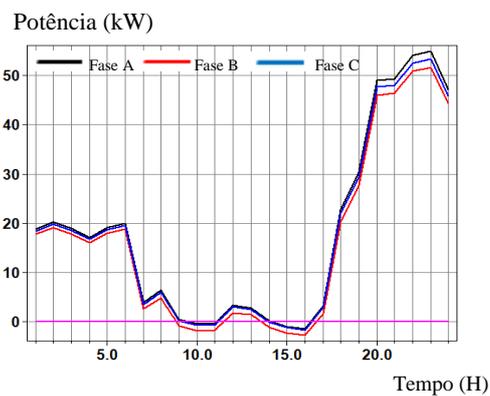
Figura 32- Comportamento do fluxo de potência ativa na subestação elétrica com o alimentador submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno e com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.



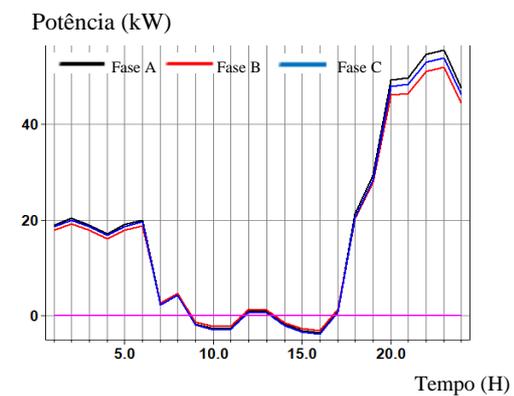
a) Caso base (Sem GD)



b) Inserção Massiva de 70% GD Monofásicos



c) Inserção Massiva de 70% GD Trifásica



d) Inserção Massiva de 70% GD Trifásico e Monofásico.

Fonte: Autoria própria

Ao analisar os dados da Tabela 12, se evidenciou os valores por fase, do fluxo de potência reverso registrado quando ocorreu a conexão de GD fotovoltaica para todos os casos observados na Figura 32, quando alimentador foi submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno. De acordo com os dados obtidos pode-se concluir que os maiores fluxos de potência reversos foram observados nas 3 (três) fases do alimentador, quando houve a conexão massiva de sistemas monofásicos e trifásicos de forma simultânea. Os dados foram registrados pelos sistemas de monitoramento alocados na subestação elétrica e evidenciaram um valor máximo de pico, entre fases, às 16h na Fase C, de aproximadamente 3,79 kW.

Tabela 12- Representação do aspecto quantitativo por fase do fluxo de potência reverso em (kW) com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com baixo carregamento diurno e com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.

Hora	GD Monofásicos 70%			GD Trifásicos 70%			GD Trifásicos e Monofásicos 70%		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	-0,988235	0,559715	-1,25382	0	-0,862947	0	-1,66066	-1,24993	-1,92285
10	-1,92432	-0,328684	-2,1747	-0,407247	-1,73947	-0,654169	-2,59632	-2,13517	-2,84407
11	-1,90124	-0,305389	-2,15164	-0,338228	-1,69298	-0,585161	-2,57317	-2,11193	-2,82094
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	-1,07855	0	-1,34364	0	-1,04288	-0,0107578	-1,75073	-1,34032	-2,01281
15	-2,39156	-0,772258	-2,63465	-0,869528	-2,17734	-1,10906	-3,06355	-2,57733	-3,30423
16	-2,88858	-1,24592	-3,12439	-1,42044	-2,67494	-1,65268	-3,56049	-3,0494	-3,79422
17	0	3,19063	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0

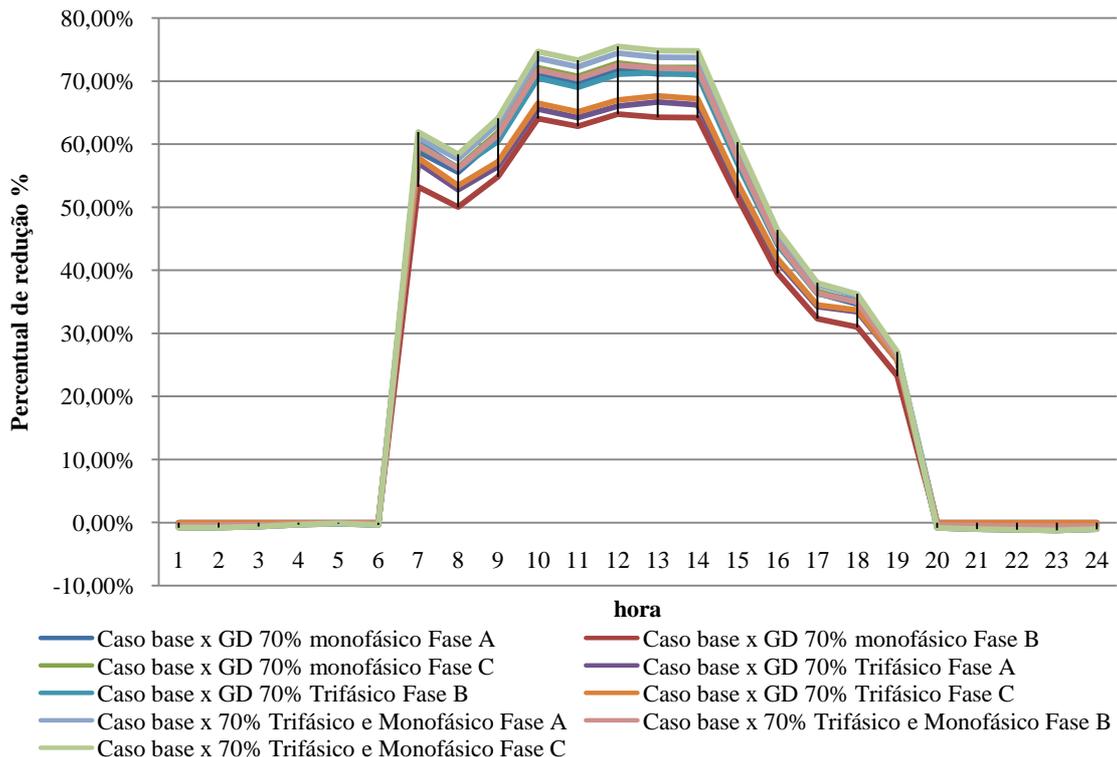
Fonte: Autoria própria

Na Figura 33 estão expressos os percentuais de compensação, por fase do circuito, do fluxo de potência visto pela subestação elétrica para os casos analisados pela Figura 31, quando inseridos os sistemas fotovoltaicos no alimentador durante o período das 5h às 17 h. Destaca-se a grande importância, durante este período, da contribuição dos geradores distribuídos responsáveis pelo suprimento de boa parte do perfil de consumo elétrico estabelecido pelas cargas.

Ao analisar os dados da Figura 33, são evidenciados os resultados destacando os valores de pico com percentuais de compensação de 75%, 72% e 71% nas Fases ABC, respectivamente. Estes dados representam os maiores valores percentuais por fase de compensação da potência ativa no alimentador em estudo, e ocorreram quando houve a

inserção massiva de sistemas fotovoltaicos trifásicos e monofásicos distribuídos de forma simultânea. Vale salientar também que o percentual de redução, quando inseridos GD trifásicos individualmente, a potência na Fase C teve registro próximo aos de pico com 75%.

Figura 33- Representação do percentual de compensação da potência ativa para os casos em análise, com o alimentador submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional e com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.

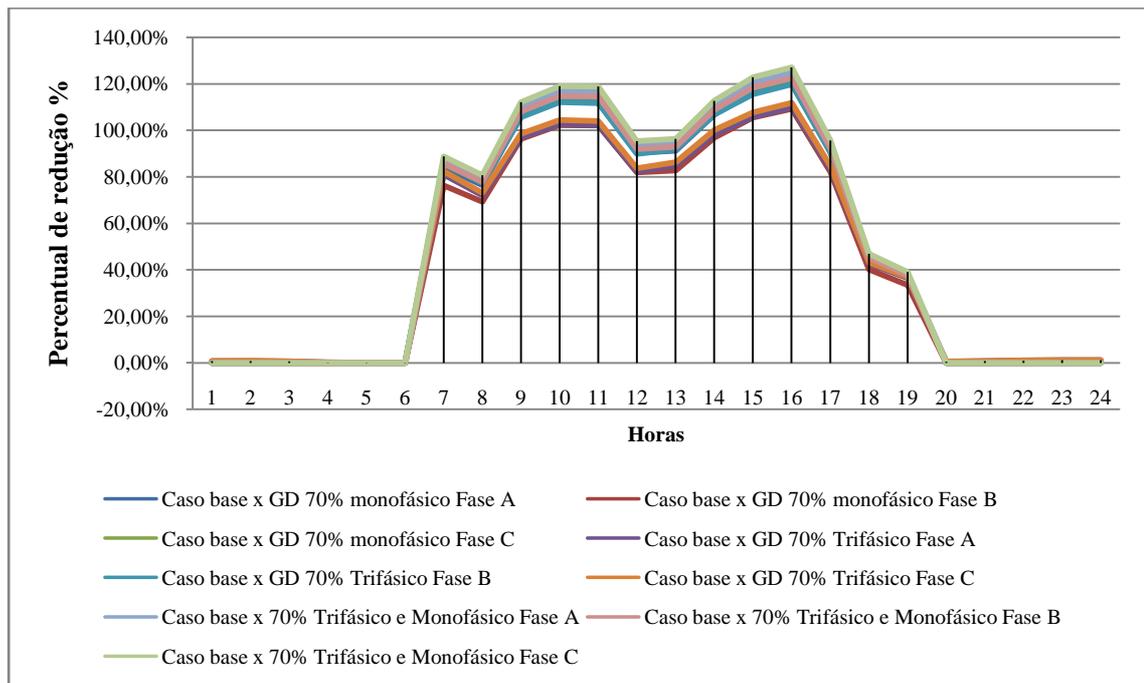


Fonte: Autoria própria

Na Figura 34, estão evidenciados os resultados dos percentuais de compensação da potência ativa em relação à subestação elétrica, quando o alimentador foi submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno e injeção de 70% da potência nominal do transformador de distribuição. Ao analisar os dados obtidos, verifica-se que o maior valor percentual de compensação foi observado na Fase C, quando houve a conexão massiva de sistemas FV trifásicos e monofásicos simultâneos, com valor máximo de aproximadamente 127%. Vale salientar que o valor de pico registrado é bastante expressivo e pode ser justificado pelo nível de carregamento que se encontra submetido o alimentador nesta etapa de simulação. Da mesma maneira que ocorreu as precipitações nas 3 (três) fases com o alimentador submetido ao carregamento convencional e com a conexão de sistemas

monofásicos e trifásicos simultâneos, foi registrado o valor de 122% para a Fase B acompanhando a tendência quando conectados GD trifásicos individualmente.

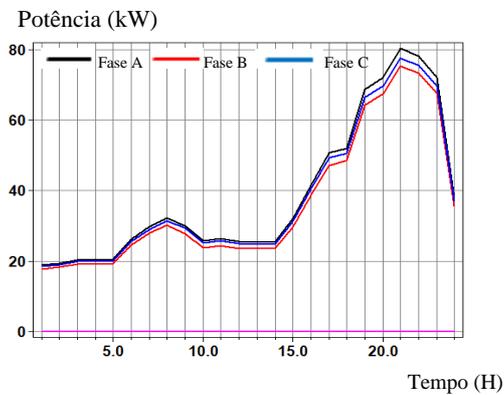
Figura 34- Representação do percentual de compensação da potência ativa para os casos em análise com o alimentador submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno e com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.



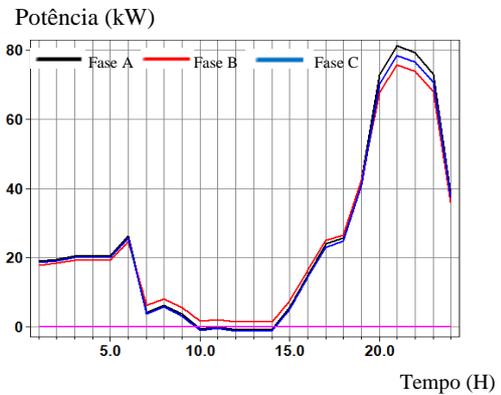
Fonte: Autoria própria

Na Figura 35 estão ilustrados os comportamentos das curvas de potência ativa na subestação, quando houve a conexão massiva de GD fotovoltaico com injeção de potência ativa ao alimentador correspondendo a 100% da potência nominal do transformador e considerando uma curva de demanda com carregamento convencional. No período das 10h às 14h, ocorreu uma condição particular, de tal forma que o fluxo de potência solicitado pelas cargas foi totalmente suprido pelos GD fotovoltaicos conectados neste período. Este fato pode ser evidenciado pelas curvas da Figura 35 e na Tabela 13, onde o nível de compensação do fluxo de potência visto pela subestação foi aproximadamente de 100% na Fase B com GD monofásicos e nas Fases A e C com GD trifásicos conectados ilustrados pelas Figuras 35(b) e (c) respectivamente. Nos casos ilustrados nas Figuras 35(b), (c) e (d), se observou também uma discreta parcela do fluxo de potência reverso no alimentador que atingiu a subestação elétrica nas três fases, entre o período das 11h às 15h.

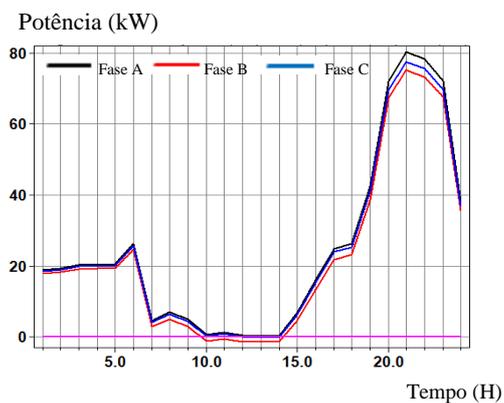
Figura 35- Comportamento do fluxo de potência ativa na subestação elétrica com o alimentador submetido à curva de demanda com carregamento convencional e com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.



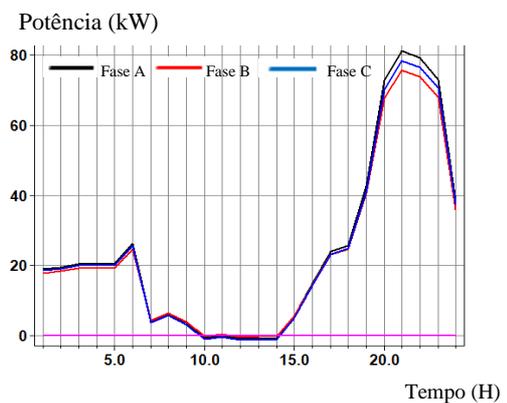
a) Caso base (Sem GD)



b) Inserção Massiva de 100% GD Monofásicos



c) Inserção Massiva de 100% GD Trifásica



d) Inserção Massiva de 100% GD Trifásico e Monofásico

Fonte: Autoria própria

Ainda analisando a Figura 35, é importante destacar dentre os casos verificados nesta Figura, a sobreposição das linhas de potência ativa do alimentador, indicando um comportamento simétrico entre as fases do sistema distribuidor, que pode ser melhor observado na Figura 35(d).

Na Tabela 13, estão ilustrados os valores quantitativos dos fluxos de potência reversos registrados por fase, para cada caso analisado na Figura 35. Sendo possível evidenciar com mais clareza, observando os valores “zero” registrados pelos monitores ao longo do período de contribuição FV, comprovando que os geradores distribuídos FV conectados a estas Fases supriram 100% da demanda energética solicitada pelas cargas. Também é possível concluir, ao analisar os dados obtidos, que os fluxos de potências reversos registrados são de baixa

intensidade, porém dentre os casos analisados, o que se destacou com valores mais expressivos foi quando ocorreu a inserção massiva de GD fotovoltaicos trifásicos conectados individualmente ao longo do alimentador; como pode ser visualizado pela Tabela 13 o valor pico de aproximadamente 1,402 kW na Fase B ocorreu às 13h do dia.

Tabela 13- Representação do aspecto quantitativo por fase dos fluxos de potência reversos com o alimentador submetido à curva de demanda com carregamento convencional e com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.

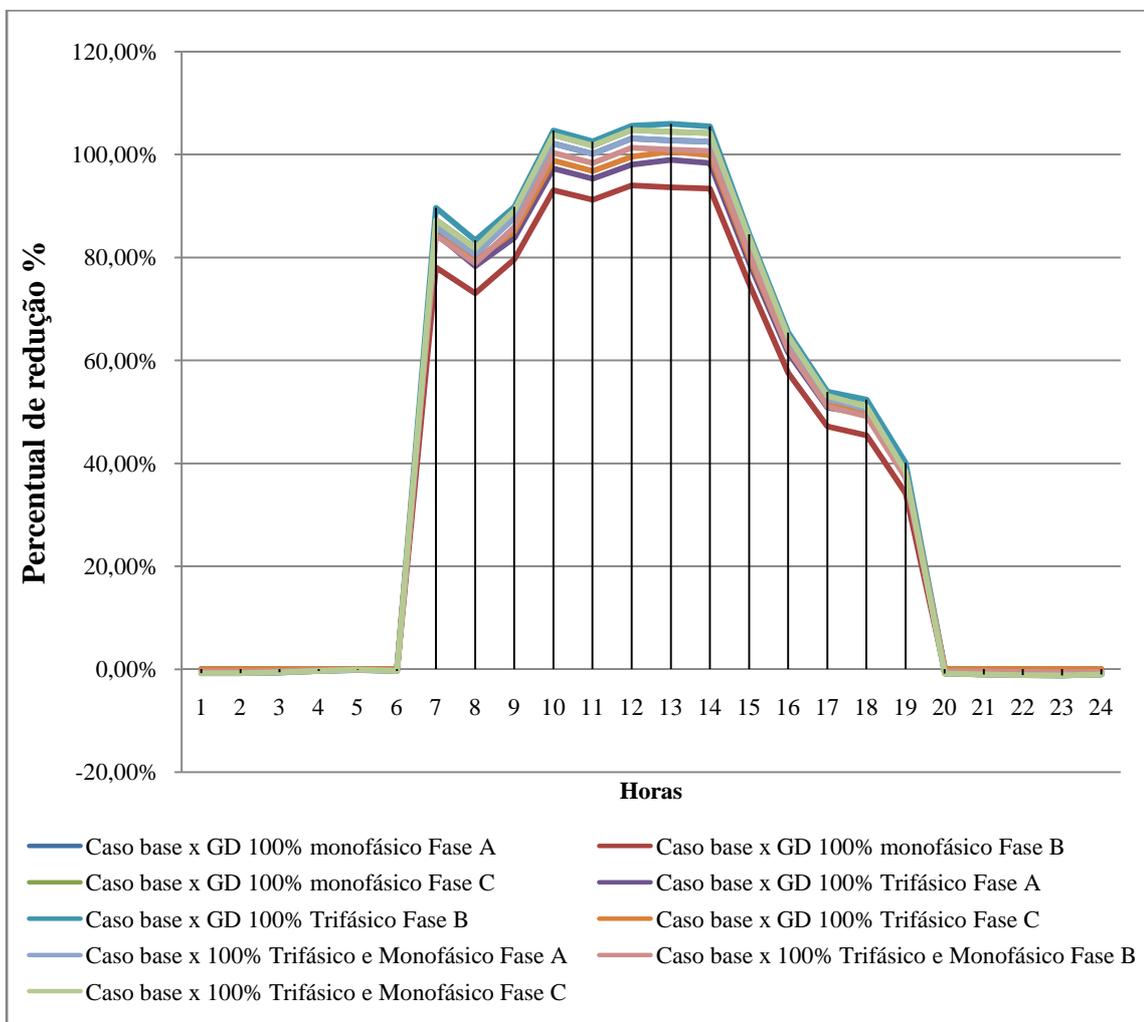
Hora	GD Monofásicos 100%			GD Trifásicos 100%			GD Trifásicos e Monofásicos 100%		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	-0,5458	0	-0,95815	0	-1,10967	0	-0,55172	-0,07295	-0,955908
11	-0,0424	0	-0,46235	0	-0,6123	0	-0,04688	0	-0,458749
12	-0,7969	0	-1,20457	0	-1,31261	0	-0,80276	-0,30886	-1,20249
13	-0,6926	0	-1,10388	0	-1,40255	0	-0,69829	-0,22022	-1,1021
14	-0,6363	0	-1,0478	0	-1,28948	0	-0,64182	-0,16345	-1,04573
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Autoria própria

Na Figura 36 estão ilustradas as curvas com os valores percentuais do nível de compensação verificados pelos monitores alocados na subestação elétrica, para os casos analisados, quando houve a inserção massiva de GD fotovoltaicos injetando 100% da potência nominal do transformador de distribuição. Os valores percentuais do nível de

compensação do fluxo de potência ativa, evidenciados nas tabelas desta seção, foram relacionados aos parâmetros do fluxo de potência ativa com relação ao caso base (sem GD). Ao analisar as curvas percentuais, se observou que o maior nível de compensação visto pela subestação no período das 5h às 17h, caracterizado pela contribuição dos sistemas FV conectados, ocorreu quando houve a conexão massiva de apenas GD trifásicos, caso ilustrado na Figura 35 (c). Este fato pode ser observado na Figura 36, ao se verificar o valor do percentual máximo de 104% registrado na Fase B às 14 horas.

Figura 36- Representação do percentual de compensação de potência ativa para os casos em análise com o alimentador submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional e com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.

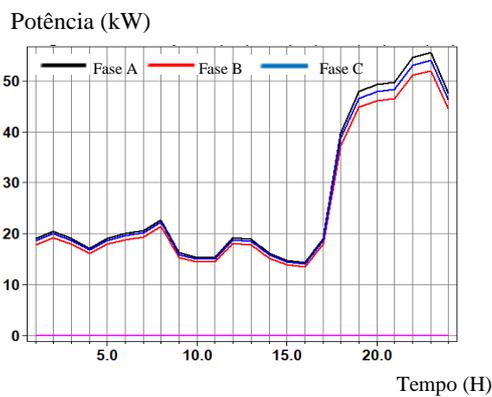


Fonte: Autoria própria

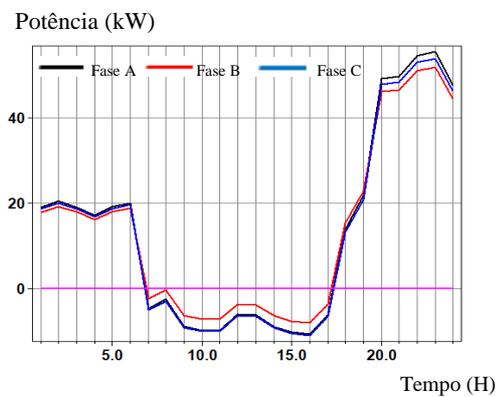
Na Figura 37, estão ilustrados os resultados do fluxo de potência ativa na subestação elétrica quando o alimentador em estudo é submetido a um baixo carregamento diurno, e são

inseridos sistemas monofásicos, trifásicos individualmente e de forma simultânea com o percentual máximo de penetração. Rapidamente é possível verificar que os fluxos de potência reversos nas fases do alimentador foram bastante expressivos e os impactos negativos maiores, quando comparados aos casos analisados anteriormente, onde foi considerado o sistema com carregamento convencional.

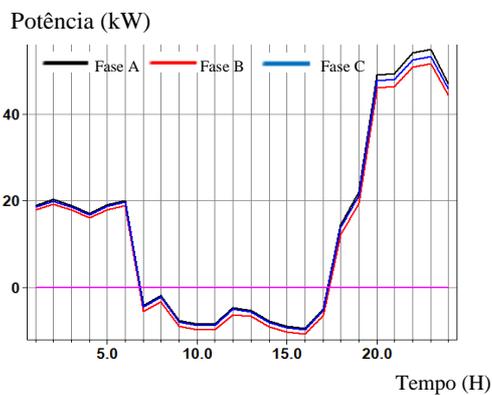
Figura 37- Comportamento do fluxo de potência ativa na subestação elétrica com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com baixo carregamento diurno e com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.



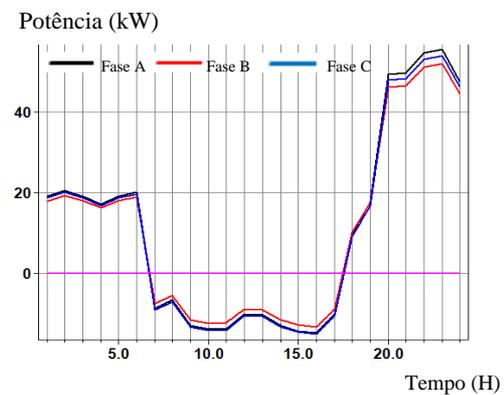
a) Caso base (Sem GD)



b) Inserção Massiva de 100% GD Monofásicos



c) Inserção Massiva de 100% GD Trifásica



d) Inserção Massiva de 100% GD Trifásico e Monofásico.

Fonte: Autoria própria

O fluxo de potência reverso ocorreu nas três fases do alimentador conforme é ilustrado nas Figuras 37(b), (c) e (d), de tal forma que provocou o excesso de potência ativa na linha, que se propagou ao longo do alimentador até chegar e ultrapassar a subestação elétrica. Os impactos negativos gerados decorrentes deste problema vão ser ilustrados nos itens posteriores quando for evidenciado o nível de tensão e perdas técnicas elétricas nestes trechos

de linha. Os resultados foram obtidos pelo sistema de monitoramento alocado na subestação e são expressos na Tabela 14, com os valores do fluxo de potência reverso, por fase, hora a hora para cada caso em análise. Os maiores fluxos de potência reversos ocorreram para o caso observado na Figura 37(d), mais especificamente na Fase C, quando houve a conexão de GD monofásicos e trifásicos simultaneamente, registrando um valor de aproximadamente 11,086 kW às 16h e na Figura 37(b) com a conexão de GD monofásicos individualmente, ocorrendo também na Fase C, com um valor máximo de aproximadamente 11,065 kW às 16h.

Tabela 14- Representação do aspecto quantitativo por fase do fluxo de potência reverso com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com baixo carregamento diurno e com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.

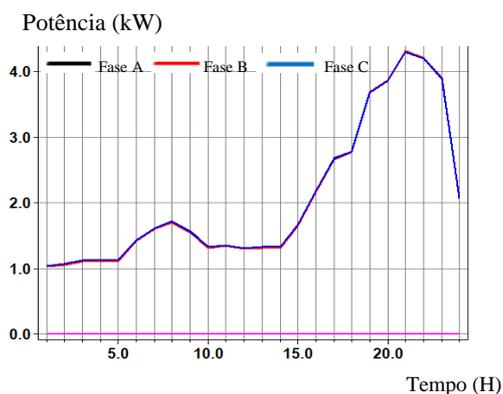
Hora	GD Monofásicos 100%			GD Trifásicos 100%			GD Trifásicos e Monofásicos 100%		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	-4,685	-2,315	-5,038	-4,218	-5,431	-4,568	-4,698	-4,025	-5,046
8	-2,632	-0,346	-3,013	-1,806	-3,299	-2,184	-2,641	-2,064	-3,016
9	-8,915	-6,330	-9,206	-7,601	-8,968	-7,887	-8,939	-8,024	-9,224
10	-9,842	-7,214	-10,121	-8,519	-9,839	-8,793	-9,867	-8,905	-10,141
11	-9,819	-7,191	-10,099	-8,451	-9,792	-8,724	-9,844	-8,882	-10,118
12	-6,105	-3,644	-6,433	-4,755	-6,294	-5,078	-6,122	-5,349	-6,444
13	-6,279	-3,821	-6,607	-5,275	-6,646	-5,599	-6,296	-5,525	-6,618
14	-9,004	-6,420	-9,296	-7,865	-9,147	-8,152	-9,028	-8,114	-9,313
15	-10,304	-7,656	-10,578	-8,977	-10,274	-9,246	-10,330	-9,345	-10,599
16	-10,796	-8,128	-11,065	-9,524	-10,768	-9,787	-10,823	-9,815	-11,086
17	-6,168	-3,708	-6,496	-4,942	-6,420	-5,265	-6,184	-5,412	-6,506
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Autoria própria

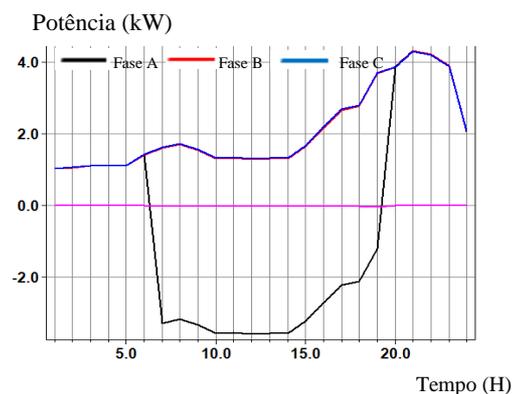
4.1.2 Análise do fluxo de potência: Na linha_barra09barr10, final de linha.

Ao analisar os resultados ilustrados nos gráficos da Figura 38 e Figura 39, observa-se que o medidor alocado na linha entre os barramentos 09 e 10 apresenta a origem do fluxo de potência reverso provenientes dos sistemas conectados ao barramento 10. Entre os casos observados pelas Figuras 38 e 39, o fluxo de potência reverso mais severo ocorreu quando houve a conexão massiva de sistemas fotovoltaicos monofásicos ao circuito, seja ele, com 70% e/ou 100% da potência nominal do transformador de distribuição e quando o alimentador é submetido a um carregamento convencional. Os fluxos de potência reversos observados na Figura 38(b) e pela Figura 39(b) para os casos quando houve a injeção de potência ativa pelos GD fotovoltaicos monofásicos conectados e injetando 70% e 100% são bastante expressivos. De tal forma, que são registrados pelo sistema de monitoramento, os valores de pico de aproximadamente 4 kW e 6 kW respectivamente. Ao observar a Figura 38(b) e a Figura 39 (b), percebe-se que esses picos ocorreram na Fase A, para os dois casos analisados, o que contribuiu, de forma significativa, para o desequilíbrio entre as fases do sistema. Além de intensificar os problemas de tensão e perdas técnicas que vão ser apresentados nas seções posteriores deste trabalho.

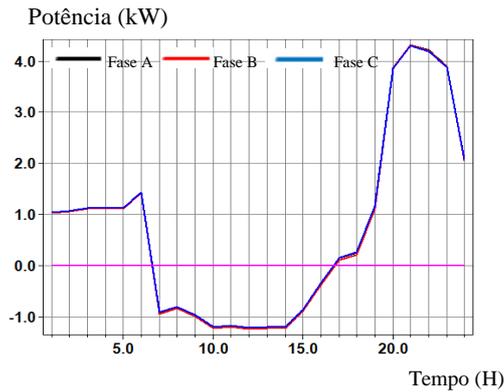
Figura 38- Comportamento do fluxo de potência ativa na Linha_barra09barra10 com o alimentador submetido à curva de demanda com carregamento convencional e com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.



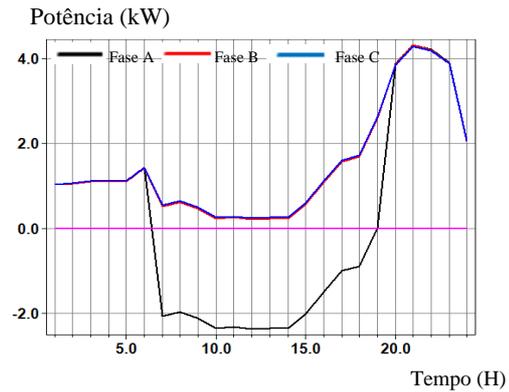
a) Caso base (Sem GD)



b) Inserção Massiva de 70% GD Monofásicos



c) Inserção Massiva de 70% GD Trifásica

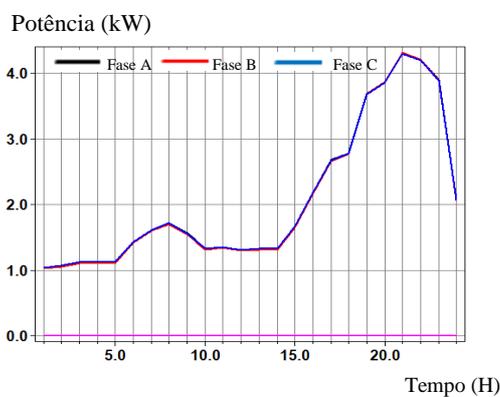


d) Inserção Massiva de 70% GD Trifásico e Monofásico

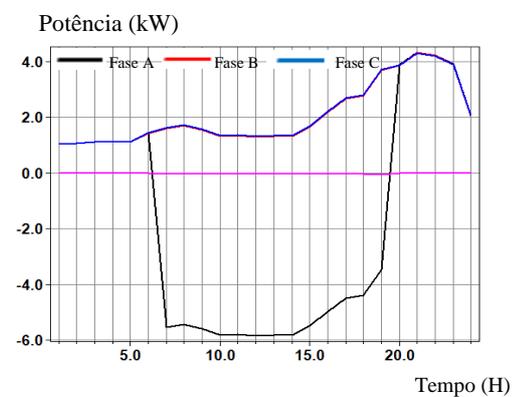
Fonte: Autoria própria

Ao analisar os casos mostrados na Figura 39, verifica-se mais especificadamente na Figura 39(c), que ocorreu a presença do fluxo de potência reverso nas três fases do alimentador, quando houve a conexão massiva de geradores distribuídos FV trifásicos individualmente. Este fato também pode ser evidenciado na Figura 39(d), quando ocorreu a conexão massiva de sistemas FV monofásicos e trifásicos simultâneos ao circuito. Neste segundo caso, é justificado pelo nível de carregamento, ao qual, o alimentador está sendo submetido, bem como, a intensidade de potência ativa que está sendo injetada na rede elétrica pelos GD conectados.

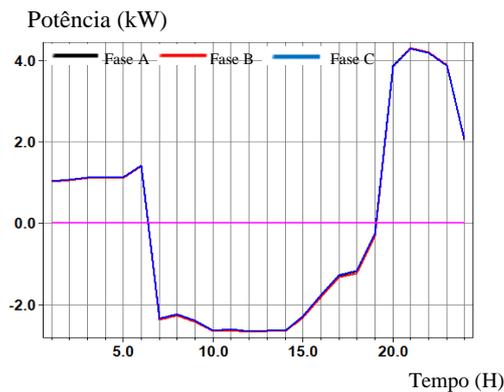
Figura 39- Comportamento do fluxo de potência ativa na Linha_barra09barra10 com o alimentador submetido à curva de demanda com carregamento convencional e com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.



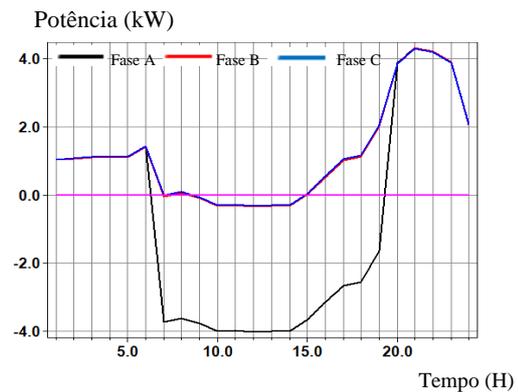
a) Caso base (Sem GD)



b) Inserção Massiva de 100% GD Monofásicos



c) Inserção Massiva de 100% GD Trifásica

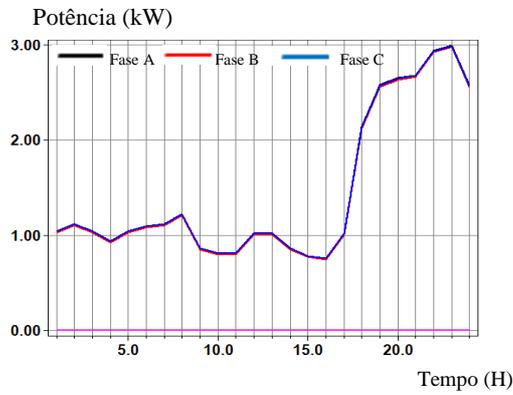


d) Inserção Massiva de 100% GD Trifásico e Monofásico

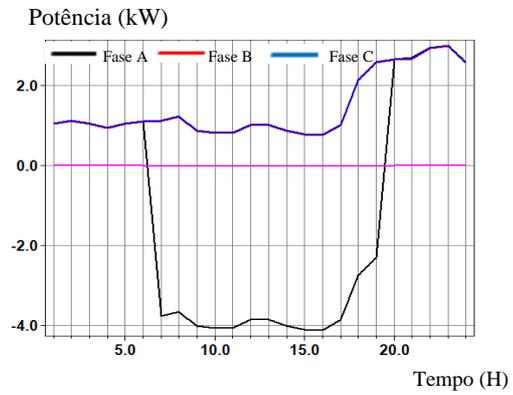
Fonte: Autoria própria

Ao analisar os resultados ilustrados pelas Figuras 40 e 41, se observou que os problemas evidenciados com relação à presença dos fluxos de potência reversos no alimentador nos casos analisados nas Figuras 38 e 39 ocorreram de forma mais intensa e severa quando o alimentador foi submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno e quando houve a inserção massiva de GD fotovoltaicos injetando potência ativa na rede elétrica de 70% e 100% da capacidade nominal do transformador de distribuição. Este fato pode ser justificado quando são analisadas mais especificamente as Figuras 40(b), (c) e (d) e as Figuras 41(b), (c) e (d), onde se observa que as intensidades dos fluxos de potência reversos foram mais elevadas. Uma peculiaridade pode ser observada quando analisado os gráficos ilustrados pelas Figuras 38, Figura 39, Figura 40 e Figura 41; quando houve a conexão massiva de apenas geradores distribuídos fotovoltaicos trifásicos à rede elétrica, foram evidenciadas a sobreposição entre as três fases do alimentador, caracterizando o equilíbrio, entre fases, e demonstrando que os sistemas FV trifásicos injetam na rede elétrica potência ativa de forma balanceada.

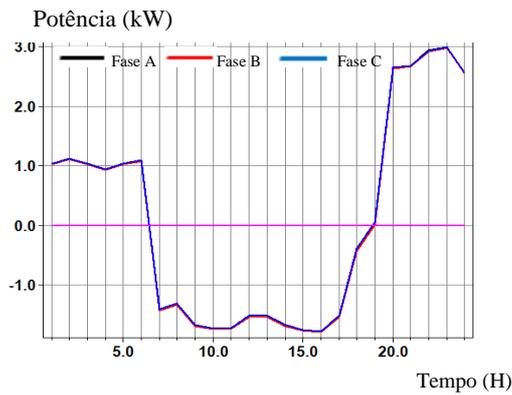
Figura 40- Comportamento do fluxo de potência ativa na Linha_barra09barra10 com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com baixo carregamento diurno e com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.



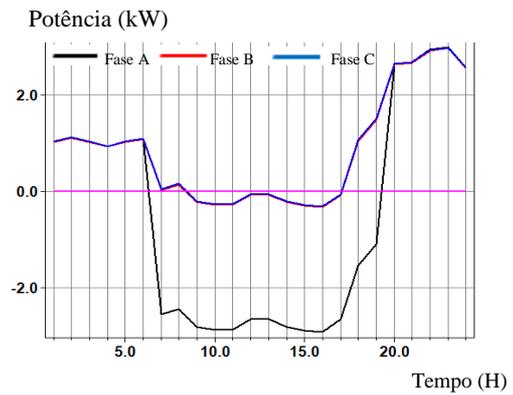
a) Caso base (Sem GD)



b) Inserção Massiva de 70% GD Monofásicos



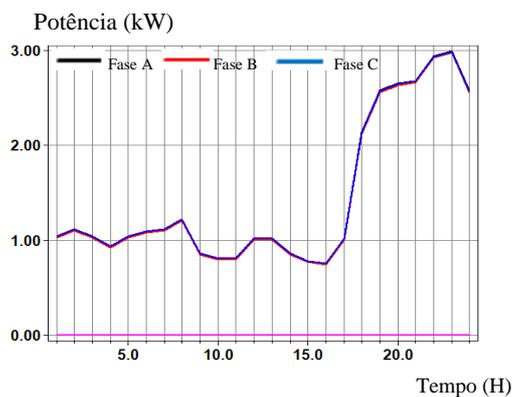
c) Inserção Massiva de 70% GD Trifásica



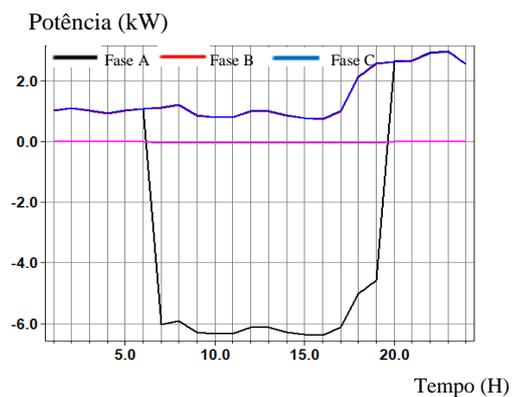
d) Inserção Massiva de 70% GD Trifásico e Monofásico

Fonte: Autoria própria

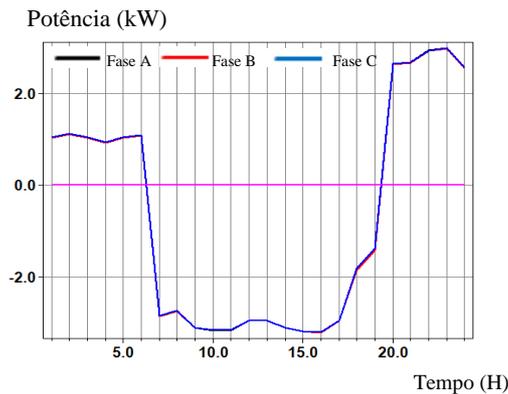
Figura 41- Comportamento do fluxo de potência ativa na Linha_barra09barra10 com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com baixo carregamento diurno e com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.



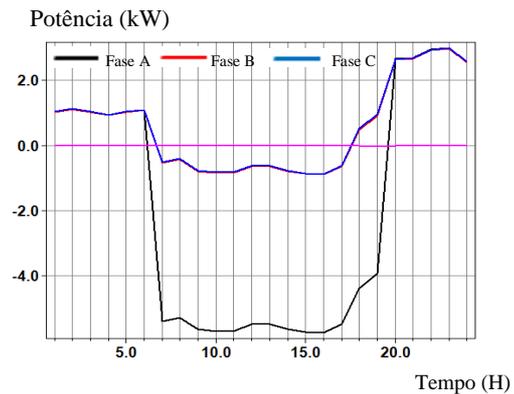
a) Caso base (Sem GD)



b) Inserção Massiva de 100% GD Monofásicos



c) Inserção Massiva de 100% GD Trifásica



d) Inserção Massiva de 100% GD Trifásico e Monofásico

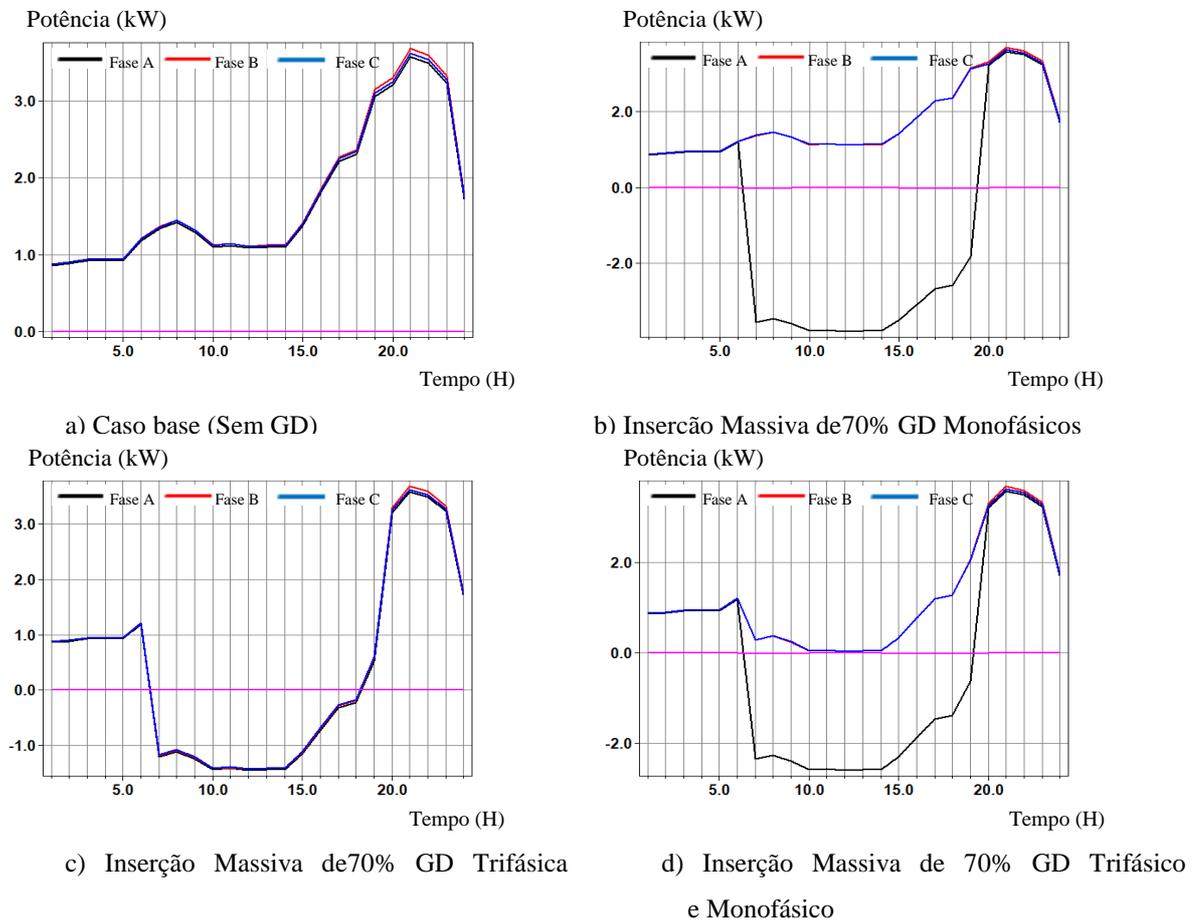
Fonte: Autoria própria

Durante as simulações se observou que o fluxo de potência originado no barramento 10, onde constam os sistemas fotovoltaicos conectados, se propagou pela linha em sentido inverso ao fluxo de potência ativa convencional. De tal forma, o mesmo foi somando-se aos outros fluxos de potência reversos originados em outros barramentos adjacentes, que possuíam sistemas FV conectados, elevando-se sua intensidade e ao mesmo tempo reduzindo sua capacidade à medida que se propagava ao longo do alimentador. Este caso pode ser tratado como a integralização dos fluxos de potência reversos que se propagam ao longo das linhas do alimentador. E seu decaimento é justificado pelo consumo energético das cargas conectadas ao alimentador; além disso, são somadas as perdas técnicas totais que incluem a dissipação por efeito joule, magnetização, entre outros, ao longo do alimentador.

4.1.3 Análise do fluxo de potência: Na Linha_barra19barra20 final de linha

Ao analisar os resultados ilustrados na Figura 42, quando o alimentador submetido à uma curva de demanda com carregamento convencional e com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos sistemas fotovoltaicos conectados, pode-se observar com relação ao caso base, que ocorreu a presença do fluxo de potência reverso na Fase A, verificado na Figura 42(b) com GD monofásicos. Indicando que a Fase A, neste caso, possui a maior contribuição de potência FV e, conseqüentemente, o maior número de sistemas conectados. Já o caso da Figura 42(c) ocorreu à presença do fluxo reverso para as três fases do trecho de linha, justificando a conexão de apenas sistemas fotovoltaicos trifásicos, determinando que os sistemas injetam potência equilibrada às três fases do alimentador.

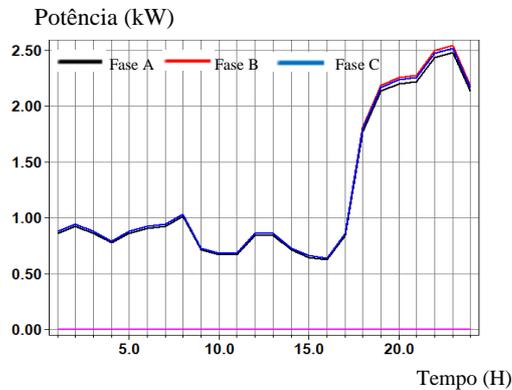
Figura 42- Comportamento do fluxo de potência ativa na Linha_barra19barra20 com o alimentador submetido à curva de demanda com carregamento convencional e com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.



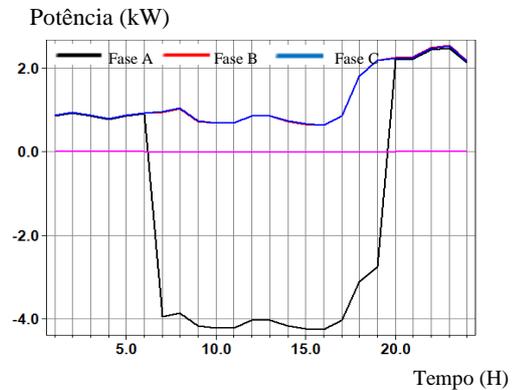
Fonte: Autoria própria

Ao analisar a Figura 43, agora considerando o alimentador submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno e injetando a mesma potência para o caso analisado na Figura 42, se observou que os fluxos de potência reversos elevaram suas intensidades e foram mais severos. Justificando o nível de carregamento ao qual o sistema distribuidor está submetido, diante de uma menor demanda energética solicitada pelas cargas, quando comparada aos casos onde o alimentador está submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional.

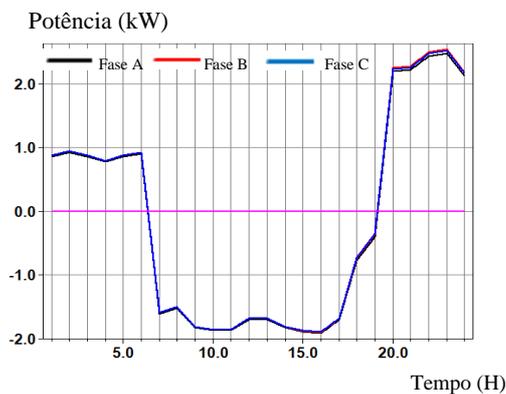
Figura 43- Comportamento do fluxo de potência ativa na Linha_barra19barra20 com o alimentador submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno e com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.



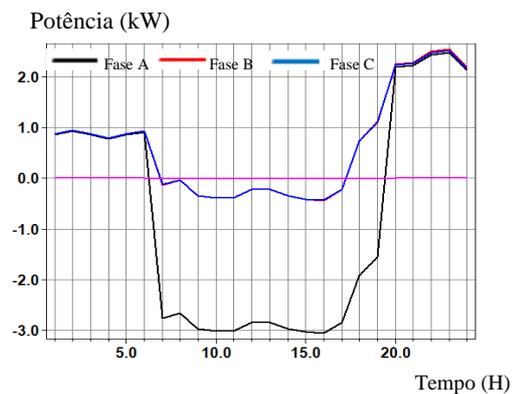
a) Caso base (Sem GD)



b) Inserção Massiva de 70% GD Monofásicos



c) Inserção Massiva de 70% GD Trifásica

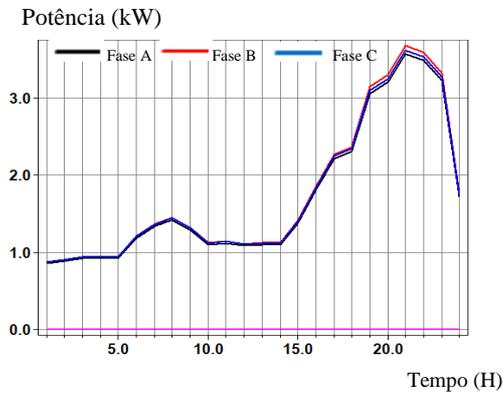


d) Inserção Massiva de 70% GD Trifásico e Monofásico

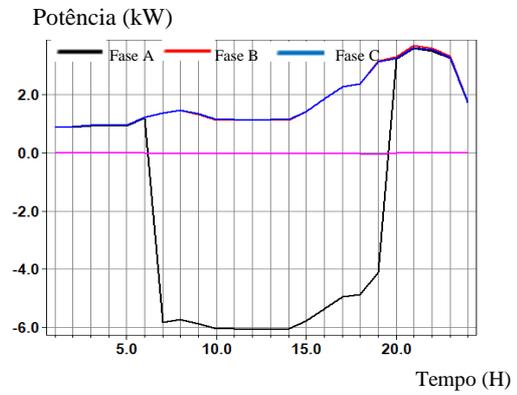
Fonte: Autoria própria

No entanto, pode-se concluir ao analisar os resultados obtidos durante as simulações determinadas nesta seção, para os casos observados pelas Figuras 44 e 45, onde o alimentador foi submetido à curva de demanda com o carregamento convencional e baixo carregamento diurno, ambos com percentuais de 100% de injeção de potência ativa ao circuito pelos GDFV conectados, foram bastante semelhantes aos casos analisados na seção anterior. De tal forma que ocorreu a presença do fluxo de potência reverso quando houve conexão massiva de GDFV monofásicos, trifásicos separados e GDFV monofásicos e trifásicos simultâneos, tanto com injeção de 70% da potência nominal do transformador, quanto com injeção de 100%. Além de registrar os mais severos fluxos de potência reversos, com a conexão de GD monofásicos observados nas Figuras 43(b), Figura 44(b) e a Figura 45(b).

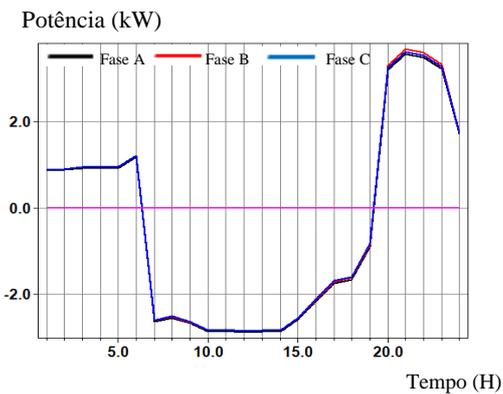
Figura 44- Comportamento do fluxo de potência ativa na Linha_barra19barra20 com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com carregamento convencional e com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.



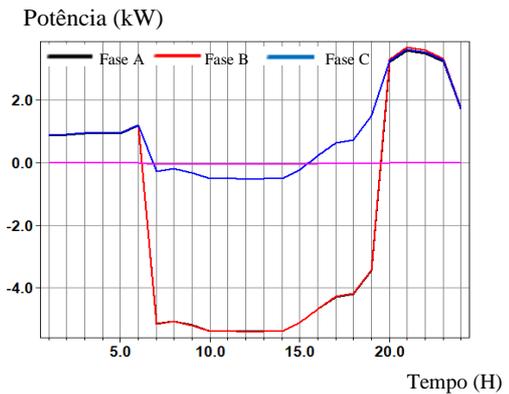
a) Caso base (Sem GD)



b) Inserção Massiva de 100% GD Monofásicos



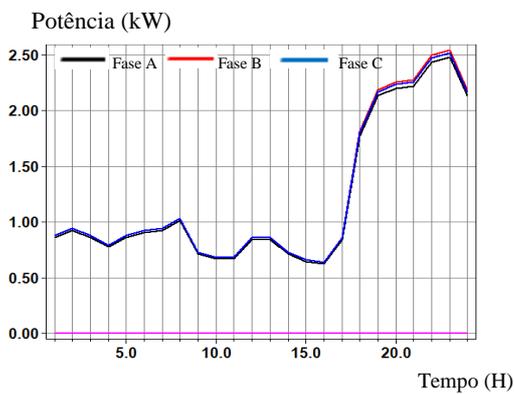
c) Inserção Massiva de 100% GD Trifásica



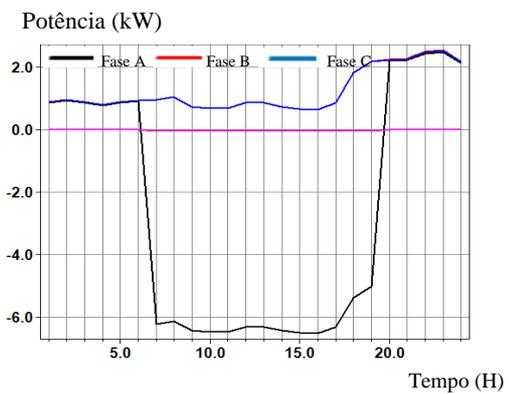
d) Inserção Massiva de 100% GD Trifásico e Monofásico

Fonte: Autoria própria

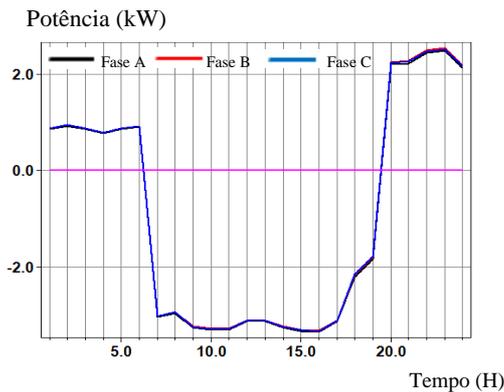
Figura 45- Comportamento do fluxo de potência ativa na Linha_barra19barra20 com o alimentador submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno e com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.



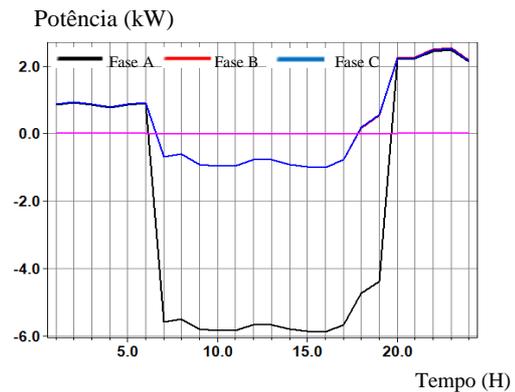
a) Caso base (Sem GD)



b) Inserção Massiva de 100% GD Monofásicos



c) Inserção Massiva de 100% GD Trifásica



d) Inserção Massiva de 100% GD Trifásico e Monofásico

Fonte: Autoria própria

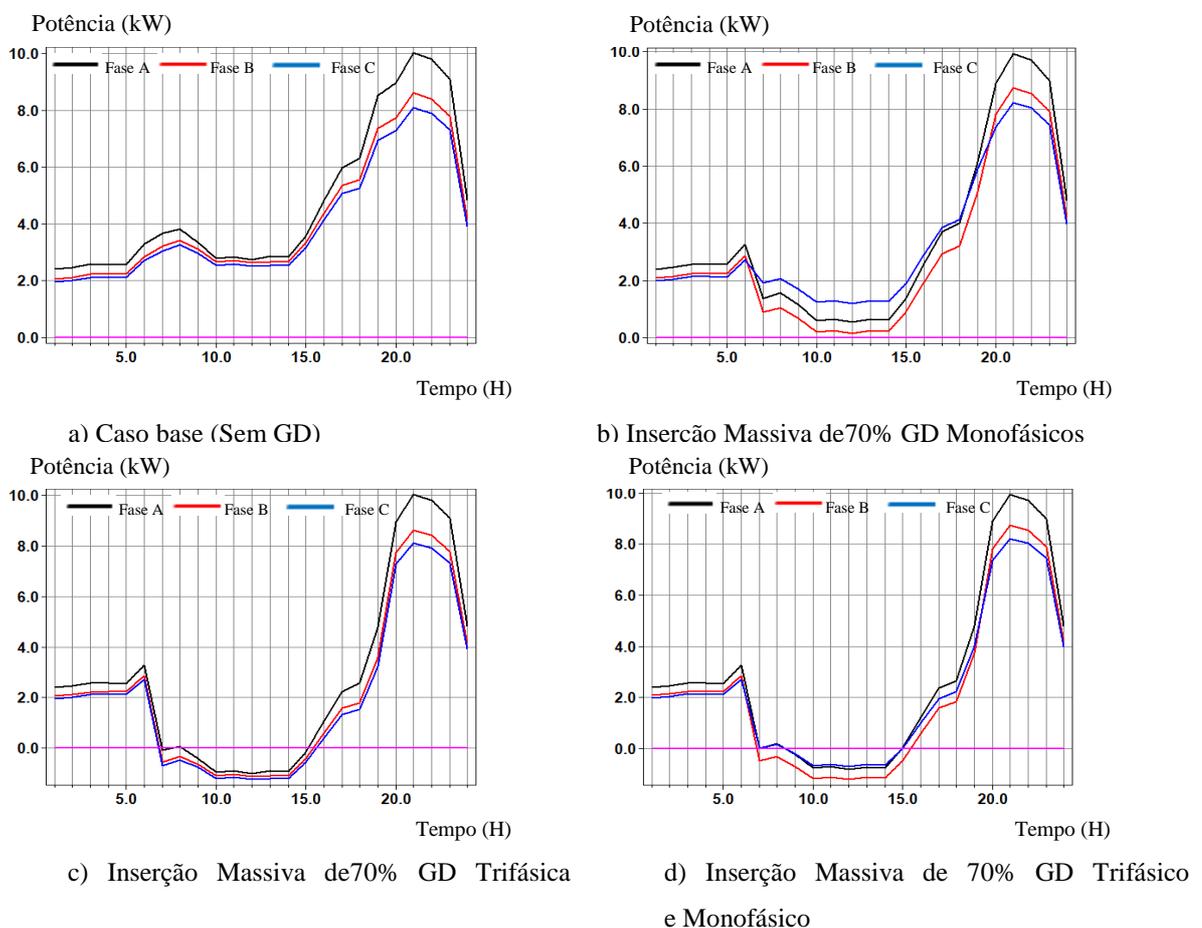
Embora os impactos dos geradores distribuídos para os casos analisados nos finais de linha do alimentador sejam bastante semelhantes, dentre os registros dos monitores alocados na Linha_barra09barra10 e Linha_barra19barra20, ocorreu uma peculiaridade no caso analisado da Figura 45(b), onde foi observado o aumento do fluxo de potência reverso, comparando ao mesmo caso ilustrado na seção anterior. Este questão é justificada devido à demanda energética solicitada pelas cargas conectadas às barras 19 e 20 ser superior à das cargas conectadas às barras 09 e 10, além da Linha_barra19barra20, em sua disposição, ser mais distante da fonte de energia principal do que a Linha_barra09barra10. Fator determinante que influencia bastante, pois a impedância de linha até chegar à barra 20 acaba sendo superior até a barra10, contribuindo para elevação das perdas ao longo da linha e determinando que seja fornecido um nível de fluxo de potência pela fonte principal mais diluído, quando comparado com as barras mais próximas à fonte principal.

4.1.4 Análise do fluxo de potência: Na Linha_barra05barra17 trecho intermediário do circuito

Os resultados ilustrados nesta seção pelas Figuras 46, 47, 48 e 49, evidenciaram através dos registros do monitor alocado na Linha_barra05barra17, mais especificamente entre a barra 05 e a barra 17, o comportamento do fluxo de potência ativa neste trecho, quando ocorreu a inserção massiva de sistemas FV distribuídos na rede elétrica. Nas Figuras 46 e 47 são observados os resultados obtidos para todos os casos analisados no cenário 2 deste trabalho, considerando o alimentador submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional e uma com baixo carregamento diurno; em ambos os GDFV estão injetando 70% da potência nominal do transformador de distribuição. Ao analisar os resultados da

Figura 46, se evidenciou a presença do fluxo de potência reverso quando houve a inserção massiva de GD fotovoltaicos trifásicos individualmente e para monofásicos e trifásicos simultâneos. Embora os casos ilustrados pela Figura 46 tenham tido a compensação do fluxo de potência ativa em relação ao caso base, no período das 7h às 17h marcada pela contribuição dos GDFV conectados, observa-se mais especificamente na Figura 46(b), quando houve a inserção massiva de apenas sistemas monofásicos distribuídos ao longo do alimentador, que não ocorreu a presença do fluxo de potência reverso, porém foi evidenciado um grande desequilíbrio entre as fases do alimentador neste trecho analisado. Este desequilíbrio exagerado pode ser justificado pela elevada circulação de fluxo de potência ativa neste trecho, seja ela convencional ou reversa, tratando-se de uma linha intermediária com várias ramificações por todo o circuito.

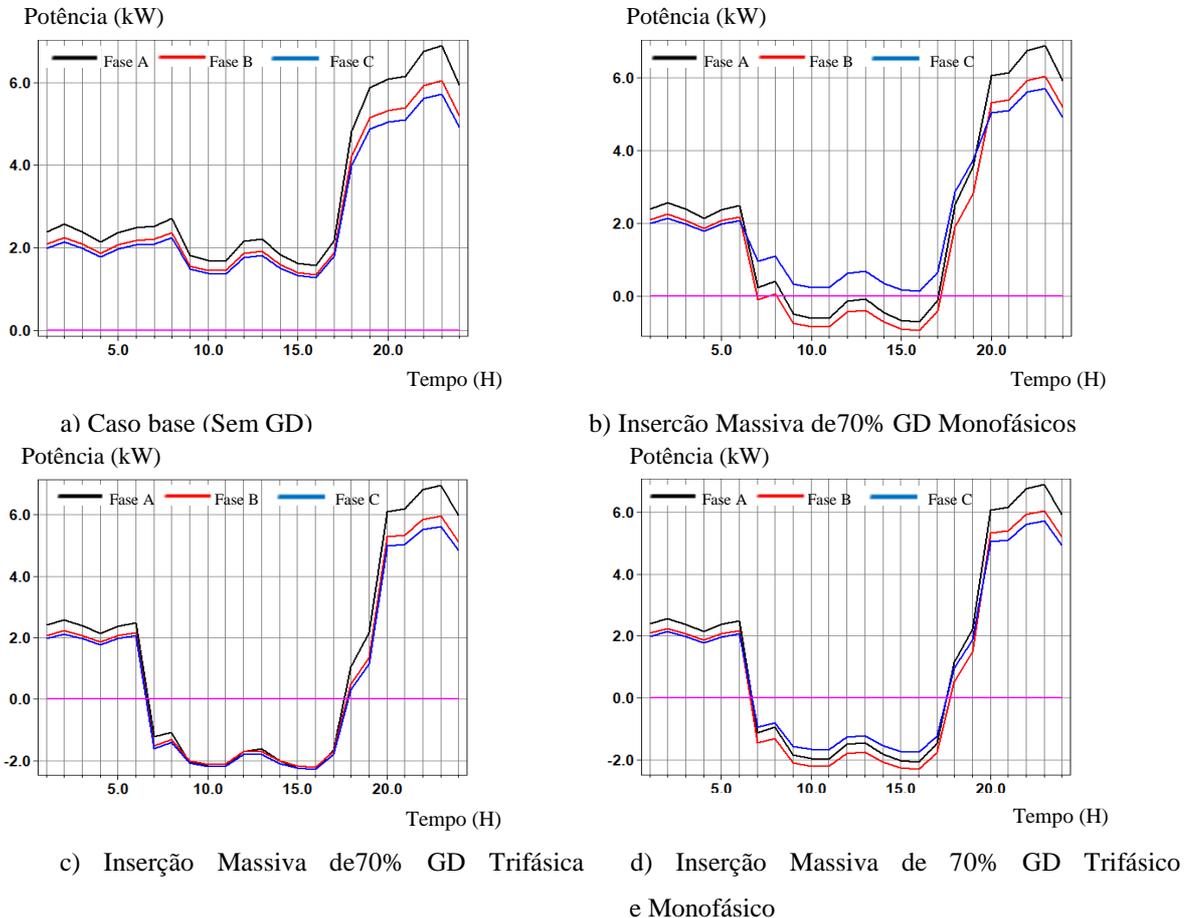
Figura 46- Comportamento do fluxo de potência ativa na Linha_barra05barra17 com o alimentador submetido à curva de demanda com carregamento convencional e com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.



Fonte: Autoria própria

Para o mesmo caso observado na Figura 47(b), considerando o alimentador com uma curva de demanda com baixo carregamento diurno, ocorreu à presença do fluxo de potência reverso na Fase A e B, evidenciando o excesso de potência ativa neste trecho, proveniente da injeção de potência ativa pelos GDFV conectados nestas fases. Para os demais casos observados da Figura 47, ocorreu a presença do fluxo de potência reverso para as três fases da linha do alimentador, quando comparado aos seus casos bases (sem GD). Vale salientar que o caso mais severo do fluxo de potência reverso, quando comparado aos casos analisados na Figura 46 e ao caso base da Figura 47(a), ocorreu quando houve a conexão de apenas GD trifásicos com o alimentador submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno, onde pode ser observado na Figura 47(c), no período das 7h às 17h, a presença do fluxo reverso nas três fases do alimentador.

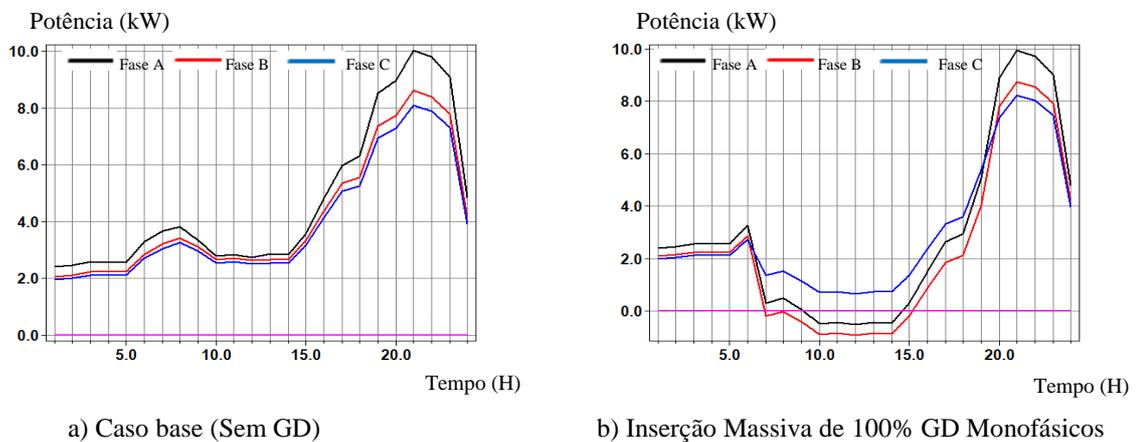
Figura 47- Comportamento do fluxo de potência ativa na Linha_barra05barra17 com o alimentador submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno e com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.

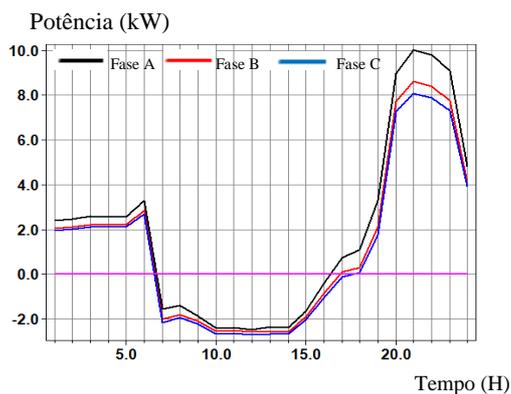


Fonte: Autoria própria

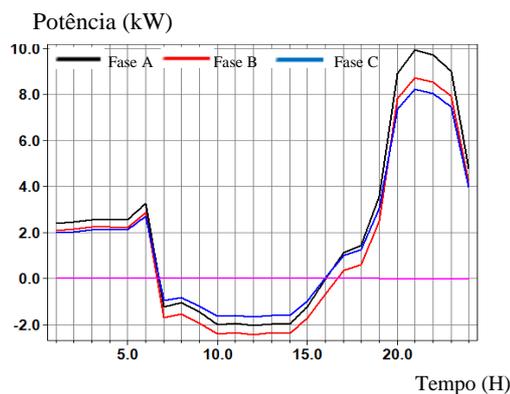
Os resultados observados nas Figuras 48 e 49 apresentam o comportamento do fluxo de potência no trecho intermediário da rede elétrica, considerando o alimentador submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional e uma com baixo carregamento diurno, ambas a situação ocorreu à injeção pelos GDFV conectados de 100% da potência nominal do transformador de distribuição. Observou-se que todos os casos analisados tiveram uma semelhança aos casos analisados anteriormente nas Figuras 46 e 47, de tal forma que a intensidade dos fluxos de potência reversos foi superior, o que já era esperado devido à presença de mais potência ativa circulando nas linhas do alimentador. Vale salientar que para todos os casos ilustrados nas Figuras 48 e 49, foi verificado o “excesso” de potência ativa proveniente dos sistemas FV conectados, com destaque para o caso com a conexão de GDFV trifásicos individualmente, ilustrado pela Figura 48(c) bastante semelhante ao observado na Figura 49(c), onde ocorreu a presença do fluxo de potência reverso nas três fases de forma bem equilibrada, sendo registrados no período das 7h às 17h.

Figura 48- Comportamento do fluxo de potência ativa na Linha_barra05barra17 com o alimentador submetido à curva de demanda com carregamento convencional e com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.





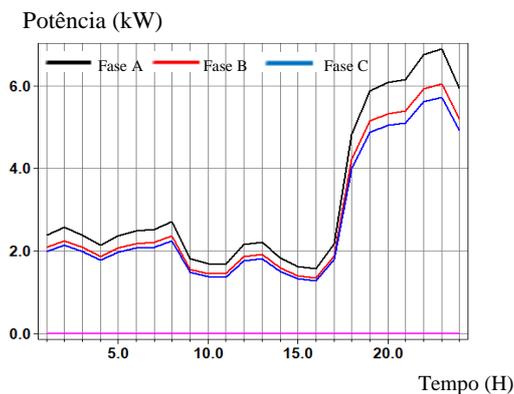
c) Inserção Massiva de 100% GD Trifásica



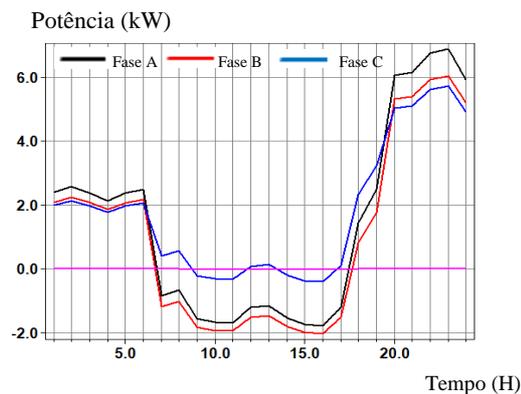
d) Inserção Massiva de 100% GD Trifásico e Monofásico

Fonte: Autoria própria

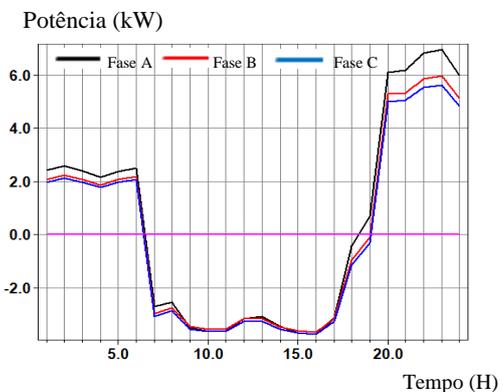
Figura 49- Comportamento do fluxo de potência ativa na Linha_barra05barra17 com o alimentador submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno e com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados.



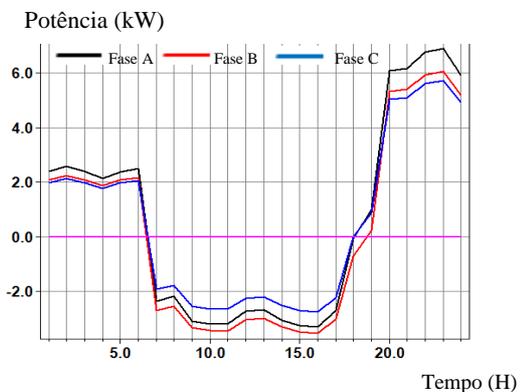
a) Caso base (Sem GD)



b) Inserção Massiva de 100% GD Monofásicos



c) Inserção Massiva de 100% GD Trifásica



d) Inserção Massiva de 100% GD Trifásico e Monofásico

Fonte: Autoria própria

Para os casos analisados nesta seção, que houve a presença da conexão massiva de GDFV monofásicos como são ilustrados pela Figura 48(b) e Figura 49(b) e na Figura 48(d) e Figura 49(d), existiu uma tendência das fases do alimentador estarem desequilibradas. Este fato é justificado pelo elevado número de sistemas FV monofásicos conectados nas Fases A e B do alimentador. No entanto, é possível concluir, a partir das análises observadas do comportamento do fluxo de potência no trecho intermediário do alimentador, que existiu um maior desequilíbrio entre fases, devido ao elevado fluxo de potência ativa que por essa linha circula, seja ele convencional e reverso.

4.2 ANÁLISE DO NÍVEL DE TENSÃO

Nesta seção são apresentados os resultados referentes à análise do nível de tensão para os casos estudados neste trabalho. Observando-se as tensões quando ao alimentador for submetida ao caso base sem geração distribuída FV, com GD fotovoltaica monofásica e trifásica de forma separada e simultânea. Foi atribuído aos resultados o nível de potência injetada pelos sistemas FV em 70% e 100% da potência nominal do transformador, situação evidenciada com mais detalhes na seção 4 deste trabalho. Para caracterizar o perfil de tensão no alimentador de baixa tensão em estudo, foram considerados e escolhidos cinco barramentos que projetam uma análise geral do sistema elétrico como um todo.

- Barramentos 10 e 20 (Finais de linha);
- Barramento 05 (Trecho intermediário);
- Barramento 02 (Próximo ao secundário do transformador de distribuição).

Na Figura 22, pode-se observar a localização de cada barramento e concluir que os diferentes pontos do alimentador escolhido acabam fornecendo um panorama geral de todo o sistema. Desta forma, acredita-se que ao analisar os parâmetros do comportamento do sistema elétrico nestes pontos, é possível verificar o desempenho geral do alimentador de baixa tensão em estudo.

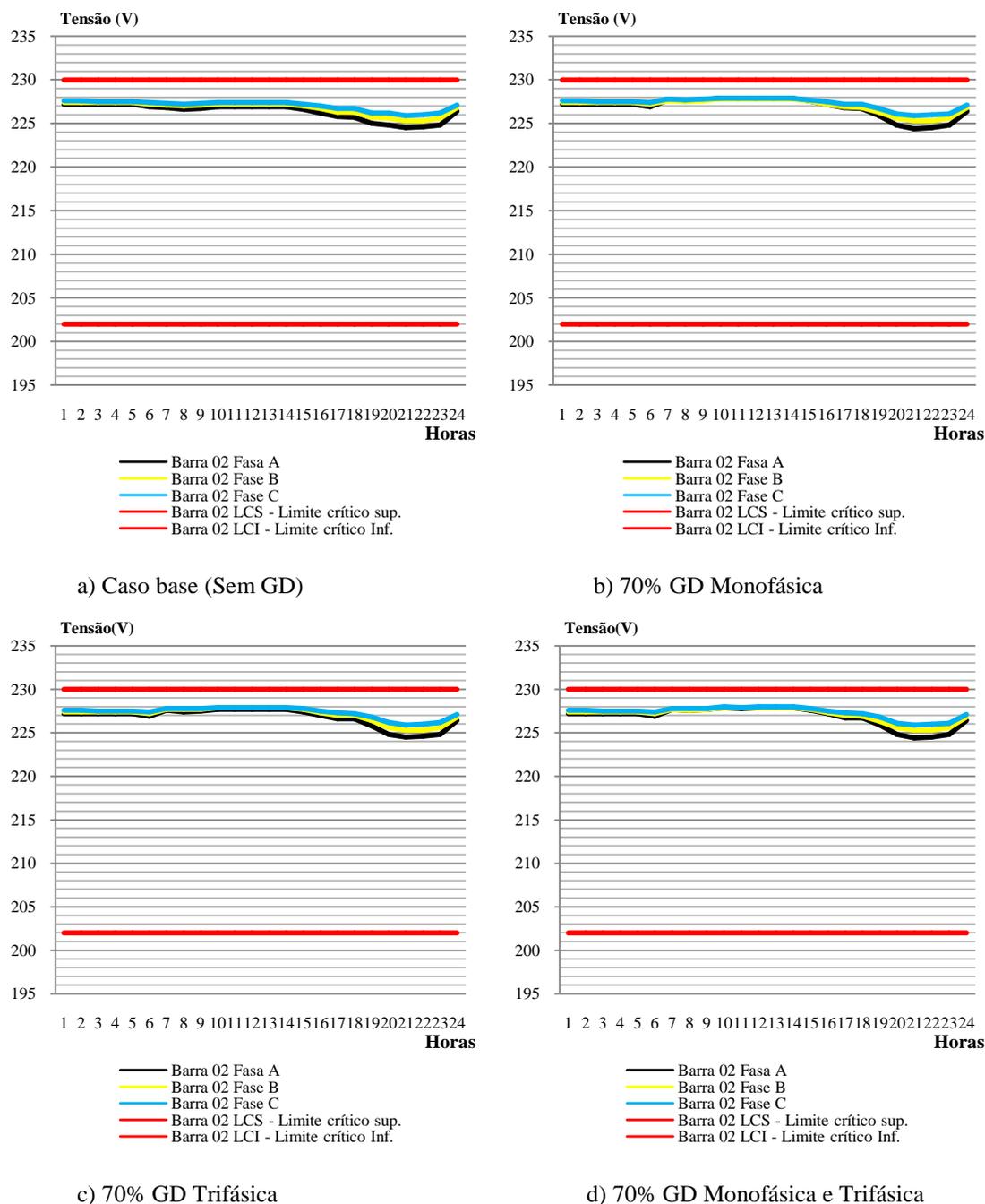
Para realizar as análises de tensão nesta seção, vale salientar que foi determinado para o alimentador ser submetido à curva de demanda de carga convencional, ou seja, com o carregamento nominal e a demanda de carga atípica sendo considerada como baixo carregamento diurno, onde foi adotada uma redução de 30% da curva de demanda convencional.

4.2.1 Análise do nível de tensão: Na barra 02 próxima ao secundário do transformador de distribuição.

Nas Figuras 50 e 51 são apresentados os resultados obtidos, quando o alimentador de distribuição é submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional e uma curva com baixo carregamento diurno, respectivamente, e em ambas os GDFV injetam 70% da potência nominal do transformador de distribuição. Ao analisar os casos da Figura 50 e Figura 51, observa-se que existe uma semelhança bastante característica entre os gráficos. De tal forma, tem-se que as tensões nas três fases do barramento 02 possuem um comportamento similar para todos os casos estudados. Com pequenas variações no nível de tensão ao longo do dia, saltando aos olhos, apenas o período das 19h às 23h com um declínio característico do nível de tensão. Situação que pode ser justificada pelo nível de carregamento do alimentador neste horário, controverso à alta demanda de carga solicitada pelas unidades consumidoras.

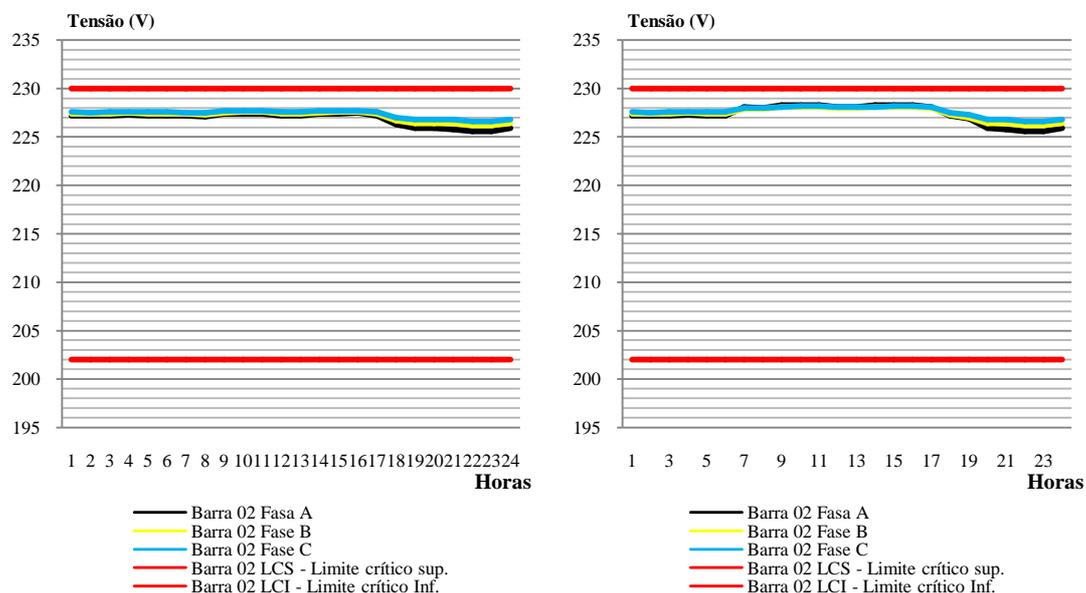
Ao analisar os casos observados na Figura 51, quando o alimentador é submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno, verifica-se que os níveis de tensão elevaram suas amplitudes e foram superiores aos casos registrados na Figura 50. Também foi possível concluir que as tensões ao longo do dia esboçaram valores mais constantes com pequenas variações entre 225V e 229V; registrou-se as maiores amplitudes observadas ao analisar as Figuras 50(d) e 51(d), quando houve a inserção massiva de GD fotovoltaicos trifásicos e monofásicos simultaneamente ao alimentador, sendo evidenciada no período das 7h às 18h.

Figura 50- Análise da tensão na barra 02 com alimentador submetido à curva de demanda com o carregamento convencional e com 70% da potência nominal do transformador de potência injetada pelos sistemas FV's conectados.



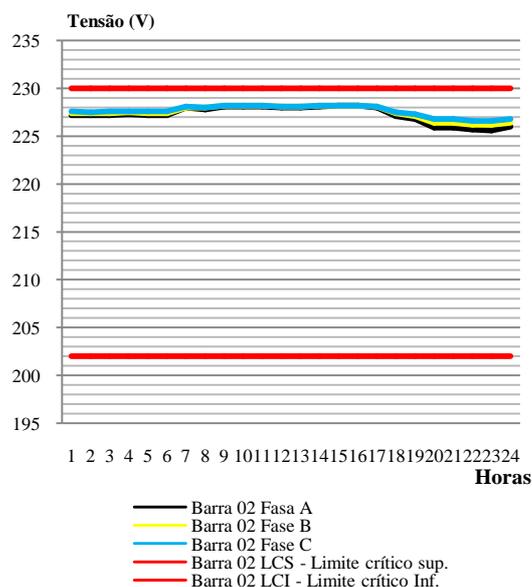
Fonte: Autoria própria

Figura 51- Análise da tensão na barra 02 com alimentador submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno e com 70% da potência nominal do transformador de potência injetada pelos sistemas FV's conectados.

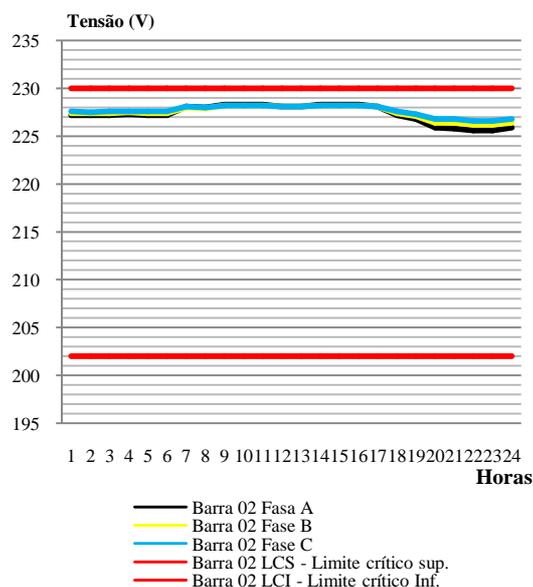


a) Caso base (Sem GD)

b) 70% GD Monofásica



c) 70% GD Trifásica



d) 70% GD Monofásica e Trifásica

Fonte: Autoria própria

Ao submeter o alimentador à injeção de 100% da potência nominal do transformador, se evidenciou na Figura 52 e Figura 53 que, embora os resultados sejam bastante semelhantes aos casos observados na Figura 50 e Figura 51, as variações do nível de tensão foram mais elevadas. Isso pode ser evidenciado com mais clareza na Figura 53, quando o sistema é submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno e é injetado pelos

sistemas FV conectados a máxima potência permitida. No entanto, mesmo comparado os casos analisados com o caso base sem GD, é notório a elevação de tensão quando houve a contribuição de injeção de potência no período das 7h às 18h.

Figura 52- Análise da tensão na barra 02 com alimentador submetido à curva de demanda com o carregamento convencional e com 100% da potência nominal do transformador de potência injetada pelos sistemas FV's conectados.

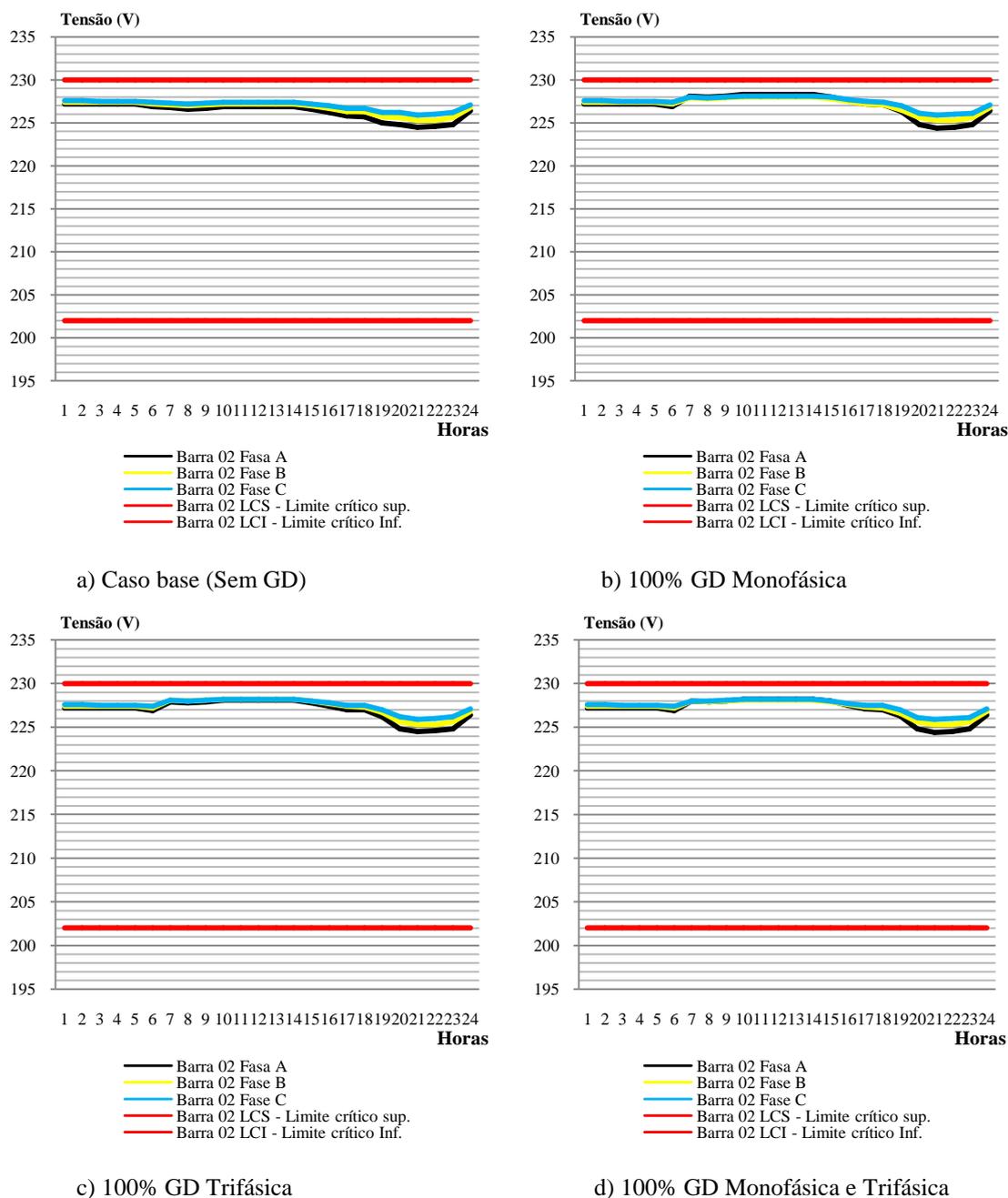
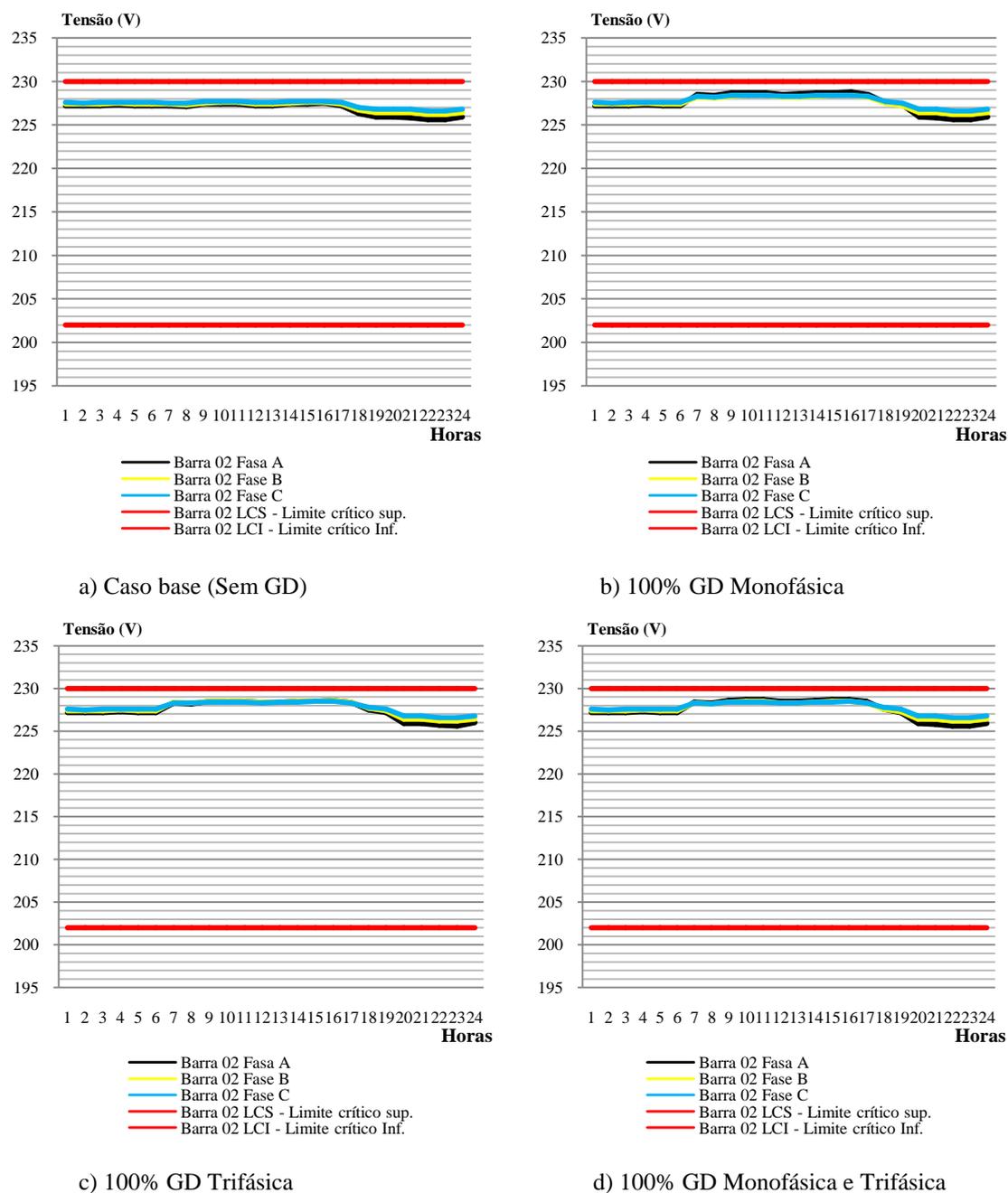


Figura 53- Análise da tensão na barra 02 com alimentador submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno e com 100% da potência nominal do transformador de potência injetada pelos sistemas FV's conectados.



Fonte: Autoria própria

Entretanto, os resultados ilustrados nas Figuras 50, 51, 52 e 53 foram medidos pelo monitor alocado no barramento próximo ao secundário do transformador de distribuição. O que justifica os níveis de tensão mais constantes e com pequenas elevações em sua amplitude, mesmo diante da contribuição dos geradores distribuídos conectados. Foi observado também,

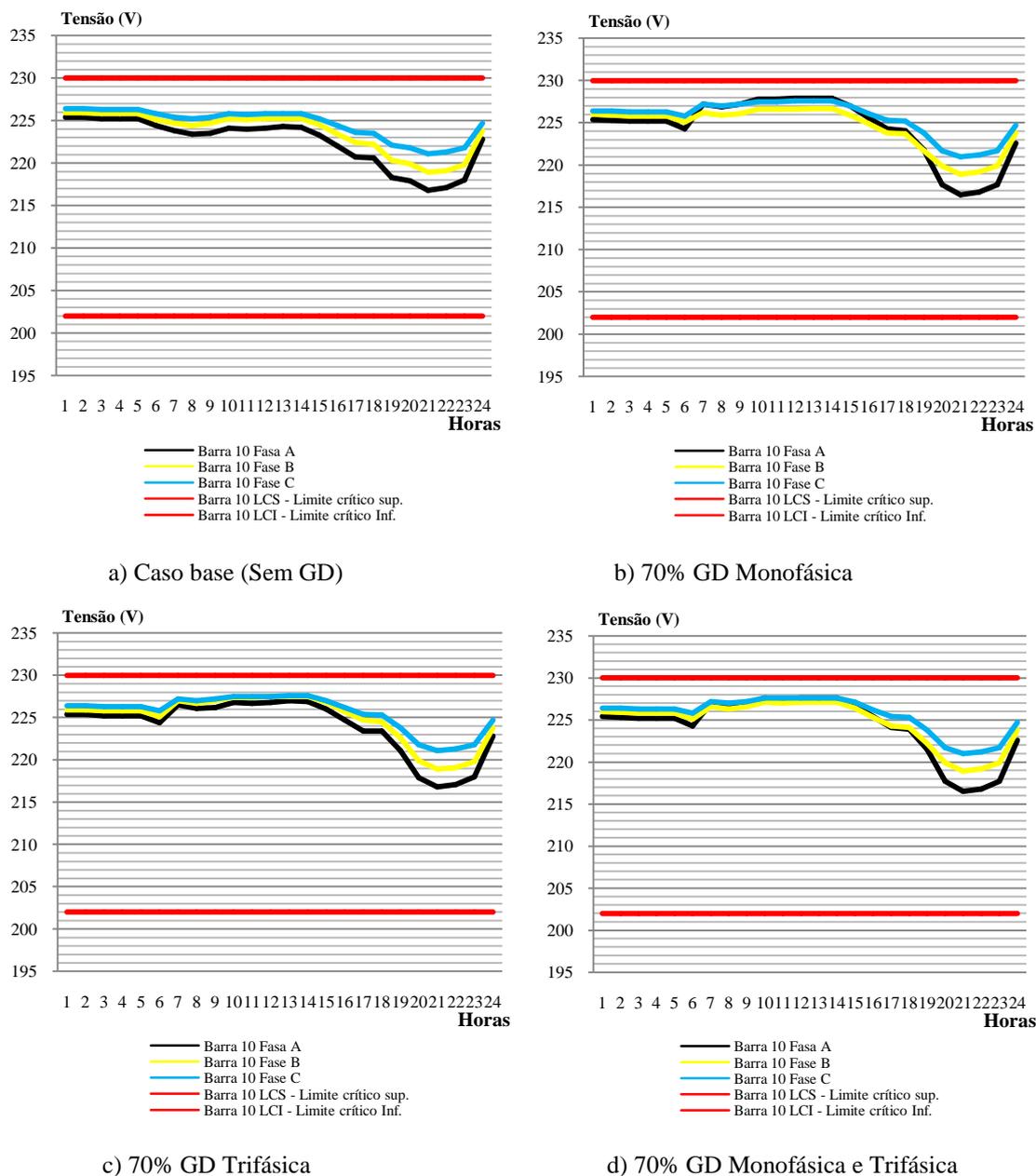
a partir das análises através dos resultados evidenciados pelas Figuras desta seção, que mesmo com a inserção massiva de GDFV à rede elétrica, neste local, não foi ultrapassada nenhum limite normativo de tensão para os casos estudados. Fato que pode ser determinado porque o local da medição fica próximo ao secundário do transformador de distribuição, que normalmente é considerada uma “barra de referência” com módulo e ângulo constantes.

4.2.2 Análise do nível de tensão: Nas barras 10 e 20 finais de linha.

Nas Figuras 54 e 55 são apresentados os resultados obtidos, quando o alimentador de distribuição é submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional e uma curva com baixo carregamento diurno, respectivamente, e em ambas os GDFV injetam 70% da potência nominal do transformador de distribuição. Inicialmente pode ser observado na Figura 54, e em seus subitens, a variação do nível de tensão ao longo do período de 24 horas, quando o sistema está submetido aos casos de conexão de geradores distribuídos FV. Nos casos ilustrados na Figura 54, onde o sistema está submetido ao carregamento convencional de demanda de carga, mais especificadamente nas Figuras 54(b), (c) e (d), são observadas pequenas variações de tensão ao longo do período de 0h às 15h, de tal forma que a partir das 16h às 22h tem-se um severo declínio, coincidindo com o período de maior solicitação de demanda energética pelas cargas ao alimentador. Este declínio de tensão tem pico mais severo às 21h, e é observado devido às características da demanda de carga e foi provocado pelo pico de solicitação da curva de carga neste horário.

Ao comparar o declínio de tensão observado nas Figuras 52 e 53 da seção anterior, que retratam os resultados obtidos pelos monitores alocados próximo à fonte energética principal, com os verificados nas Figuras 54 e 55, onde os monitores de energia estão posicionados no final de linha, foram evidenciados os mais severos declínios nos níveis de tensão no período das 18h às 22h. Apesar do declínio do nível de tensão ser severo, quando o alimentador está bastante carregado no período das 18h às 22h, pode-se concluir observando as Figuras 52 e 53, quando o alimentador está submetido à curva de demanda de carga com baixo carregamento diurno, que as tensões ao longo deste período não chegam a ultrapassar o valor de 220V. Enquanto que o alimentador quando simulado com o carregamento convencional, acaba ultrapassando esse valor para os quatro casos analisados, enfatizando uma das características peculiares dos sistemas de distribuição real, de quedas significativas de tensão nos “finais de linha”.

Figura 54- Análise da tensão na barra 10 com alimentador submetido à curva de demanda com o carregamento convencional e com 70% da potência nominal do transformador de potência injetada pelos sistemas FV's conectados.



Fonte: Autoria própria

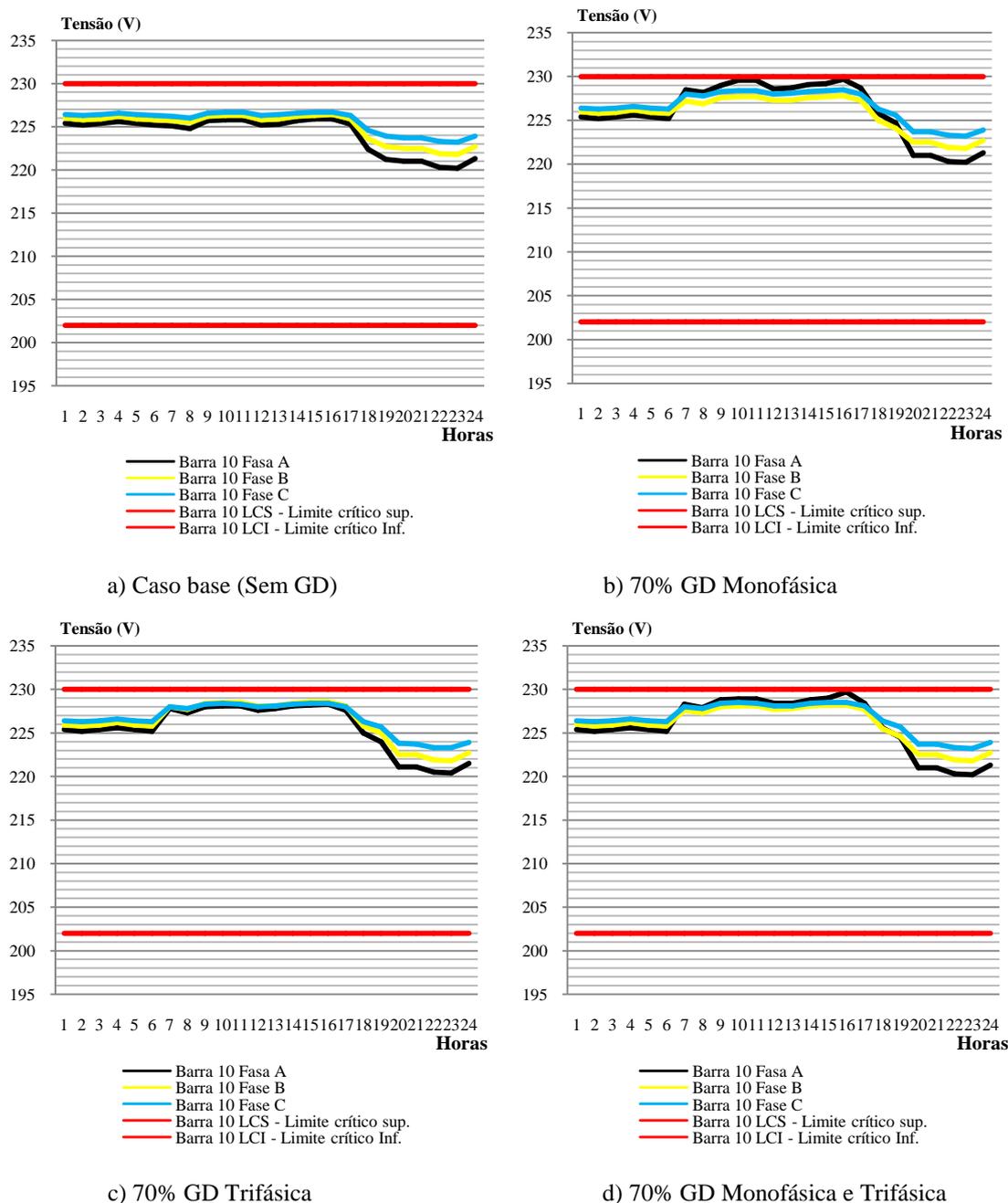
A primeira análise foi realizada com a inserção massiva de GD fotovoltaicos monofásicos com 70% da capacidade nominal do transformador de distribuição com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com carregamento convencional, como é mostrado pela Figura 54. Ao analisar os resultados ilustrados na Figura 54(b) pode-se concluir que o período de inserção fotovoltaica foi das 7h às 18h, fato registrado, diante da elevação do nível de tensão neste intervalo de tempo no barramento 10, quando comparado ao caso base

na Figura 54(a). Vale salientar que os valores de tensão estão em conformidade elétrica, mesmo sabendo que os maiores valores registrados de tensão para este caso em estudo, foram determinados pelas Fases A e C, relatando que são as mesmas que possuem maior contribuição de injeção de potência FV ao sistema. Com relação ao mesmo caso e considerando o alimentador sendo submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno, verificado na Figura 55(b), pode-se observar que os níveis da tensão na Fase A atingem o limite crítico superior de tensão ao longo do período de contribuição dos sistemas FV conectados em dois momentos. O primeiro ocorre das 10h às 11h e, posteriormente, acontece das 15h às 16h.

As mesmas condições ocorrem quando o sistema é submetido à conexão massiva de sistemas FV monofásicos e trifásicos de forma simultânea, com as mesmas características, onde o alimentador está submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno, fato observado na Figura 55(d). De tal forma que a Fase A continua atingindo os limites críticos de tensão no período das 15h às 16h, além de registrar os maiores valores de tensão no período de contribuição FV. Este fato é observado devido à maior contribuição de injeção de potência fotovoltaica ao alimentador, considerando neste caso, que estão conectados sistemas monofásicos e trifásicos simultaneamente. A Figura 54(c) e Figura 55(c) mostram o perfil de tensão quando houve a inserção massiva de GD trifásicos, que possuem como característica operacional, injetar potência ativa às três fases do alimentador de forma balanceada, sendo possível verificar a elevação do nível de tensão de forma bastante semelhante, nas três fases do barramento 10, para estes casos analisados.

Em contrapartida, ao analisar e correlacionar o sistema através do resultado do caso base na Figura 55(a), quando o alimentador está submetido ao baixo carregamento diurno, pode-se concluir que as variações do nível de tensão ao longo do período das 0h às 17h foram bem pequenas, mesmo considerando o período de alta demanda do circuito, das 18h às 21h, onde também houve um declínio de tensão, não sendo tão característico quando comparado ao caso base na Figura 54(a) com carregamento convencional. Demonstrando que o alimentador está mais “leve” quando está submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno, não tendo tantas solicitações de demanda energética, conseqüentemente reduzindo as variações de tensão ao longo do dia.

Figura 55- Análise da tensão na barra 10 com alimentador submetido à curva de demanda com um baixo carregamento diurno e com 70% da potência nominal do transformador de potência injetada pelos sistemas FV's conectados.

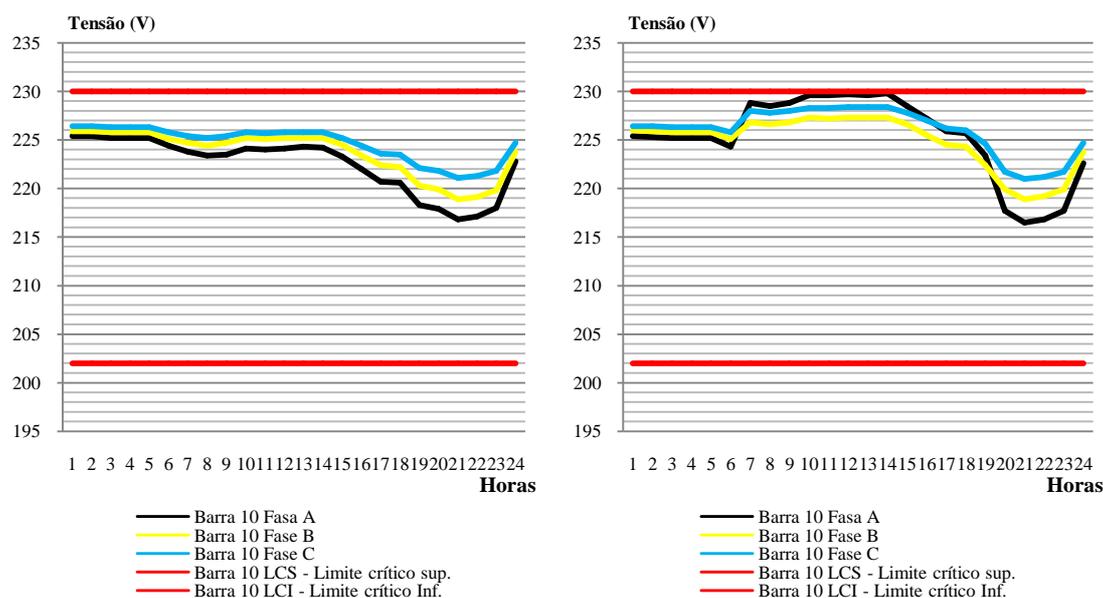


Fonte: Autoria própria

Ao analisar os resultados ilustrados na Figura 56 e Figura 57, que retratam a inserção massiva de 100% da potência nominal do transformador injetada pelos GD fotovoltaicos, pode-se concluir que os problemas de tensão se intensificaram, quando relacionados aos mesmos casos analisados nas Figuras 54 e 55 com a inserção massiva de GDFV injetando 70% da potência nominal do transformador. Este fato pode ser verificado na Figura 56(b)

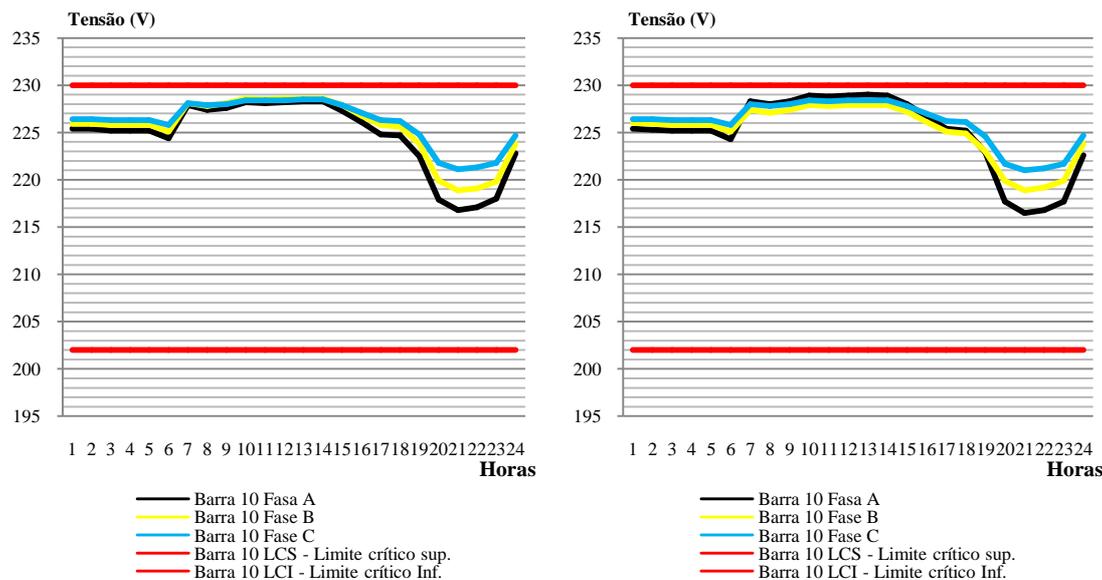
quando o alimentador é submetido à inserção massiva de GD monofásicos conectados, injetado 100% da potência nominal do transformador elétrico de distribuição. Ao observar a curva da Figura 56(b), percebe-se que as tensões ao longo do período de fornecimento de potência FV e mais precisamente das 10h às 15h, a Fase A do barramento 10 atingiu e manteve-se no limite crítico superior de tensão neste período. Já nas Figuras 57(b) e 57(d) com as características semelhantes, porém considerando a curva de demanda de carga com baixo carregamento diurno, houve no período das 9h às 11h e das 14h às 16h violação do nível de tensão nas Fases A do barramento 10 respectivamente. Justificando os elevados níveis de fluxo de potência reverso observados nas Figuras 41(b) e 41(d), mais precisamente na Fase A, sendo acompanhada por elevações características pelas Fases B e C, decorrentes da mesma situação.

Figura 56- Análise da tensão no barramento 10 com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com carregamento convencional e com 100% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.



a) Caso base (Sem GD)

b) 100% GD Monofásica



c) 100% GD Trifásica

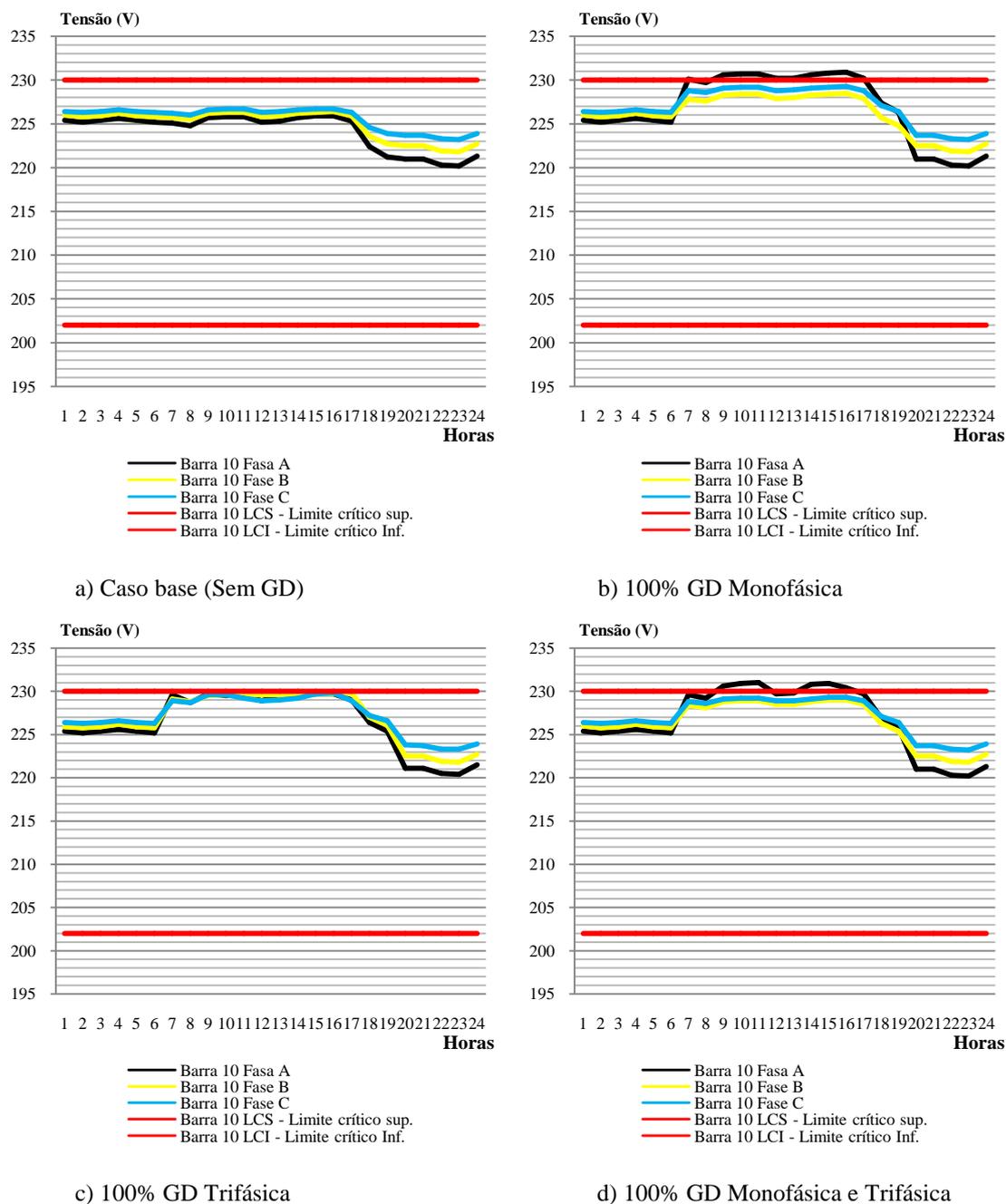
d) 100% GD Monofásica e Trifásica

Fonte: Autoria própria

Os impactos dos geradores distribuídos podem ser mais bem observados na Figura 57(d), que são evidenciados os níveis de tensão cada vez mais severos, quando o alimentador de distribuição está submetido ao baixo carregamento diurno e são conectados de forma simultânea sistemas FV trifásicos e monofásicos. Desta forma, os limites de tensão foram violados nos períodos das 9h às 12h e das 14h às 15h, justificando a contribuição da injeção de potência FV, diante dos horários onde possui a maior incidência solar.

Para o caso verificado na Figura 56(c) e Figura 57(c) foi observado à elevação dos níveis de tensão nas três fases do barramento, quando foram inseridos massivamente apenas GD trifásicos ao alimentador. Valendo salientar que o caso observado na Figura 57(c), com a curva de demanda de carga com baixo carregamento diurno, ocorreu no período de fornecimento de potência FV uma maior elevação dos níveis de tensão até atingir o limite crítico superior para as Fases A, B e C, quando relacionado ao caso da Figura 56(c). Contudo, mesmo com as elevações semelhantes, para as três fases do alimentador, nos níveis de tensão para estes casos, não houve nenhum limite normativo de tensão violado.

Figura 57- Análise da tensão no barramento 10 com o alimentador submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno e com 100% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.

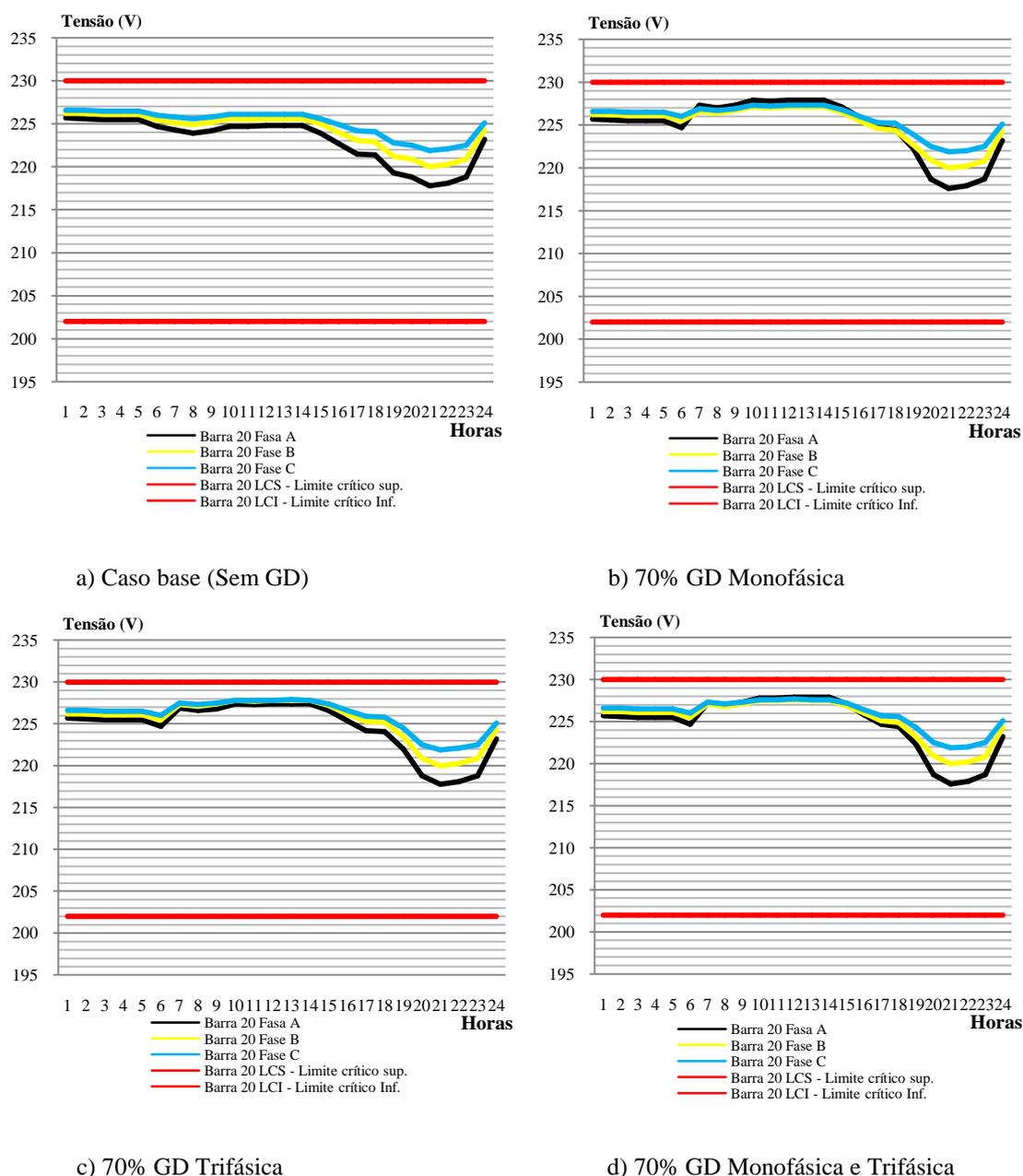


Fonte: Autoria própria

Os casos evidenciados pelas Figuras 58, 59, 60 e 61 mostram o comportamento do alimentador para o barramento 20 final de linha, quando a rede de distribuição foi submetida a uma curva de demanda com carregamento convencional e posteriormente a uma curva com baixo carregamento diurno, respectivamente. De tal forma, que os resultados obtidos são bastante semelhantes aos casos analisados nas Figuras 54, 55, 56 e 57. Vale salientar que os

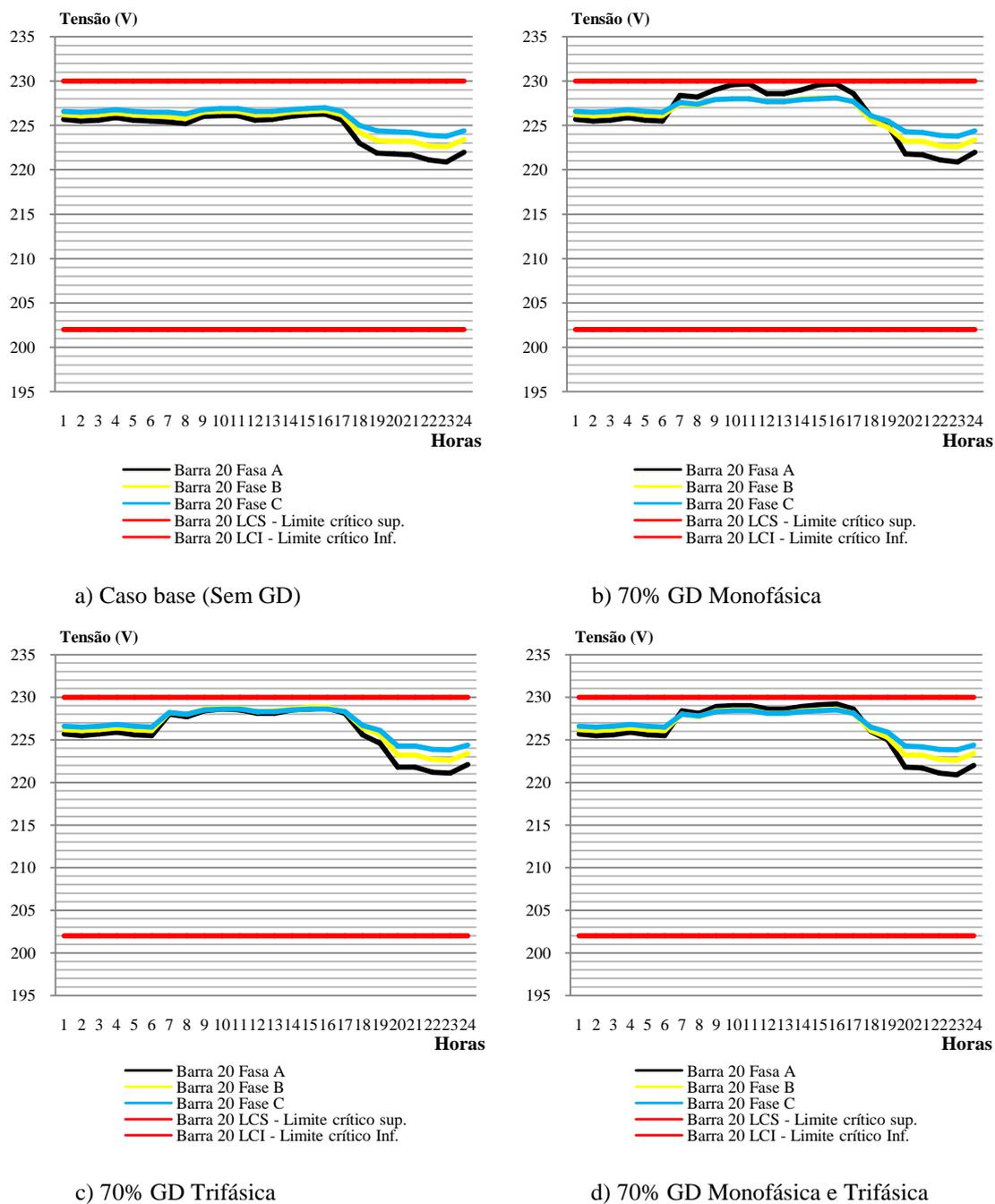
casos observados na Figura 59(b) e Figura 55(b), onde foram inseridos massivamente GD fotovoltaicos monofásicos injetando 70% da potência nominal do transformador e o alimentador submetido a uma curva com baixo carregamento diurno, se observou que a única diferença coexistiu quando a Fase A para os dois casos atingiu o limite crítico de tensão estipulado. Porém, para análise de tensão no barramento 20, as variações de tensão ocorreram de forma mais intensa, chegando a alcançar os limites críticos, em mais horários definidos ao longo do período de contribuição dos GD.

Figura 58- Análise da tensão no barramento 20 com o alimentador submetido à curva de demanda com carregamento convencional e com 70% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.



Fonte: Autoria própria

Figura 59- Análise da tensão no barramento 20 com o alimentador submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno e com 70% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.

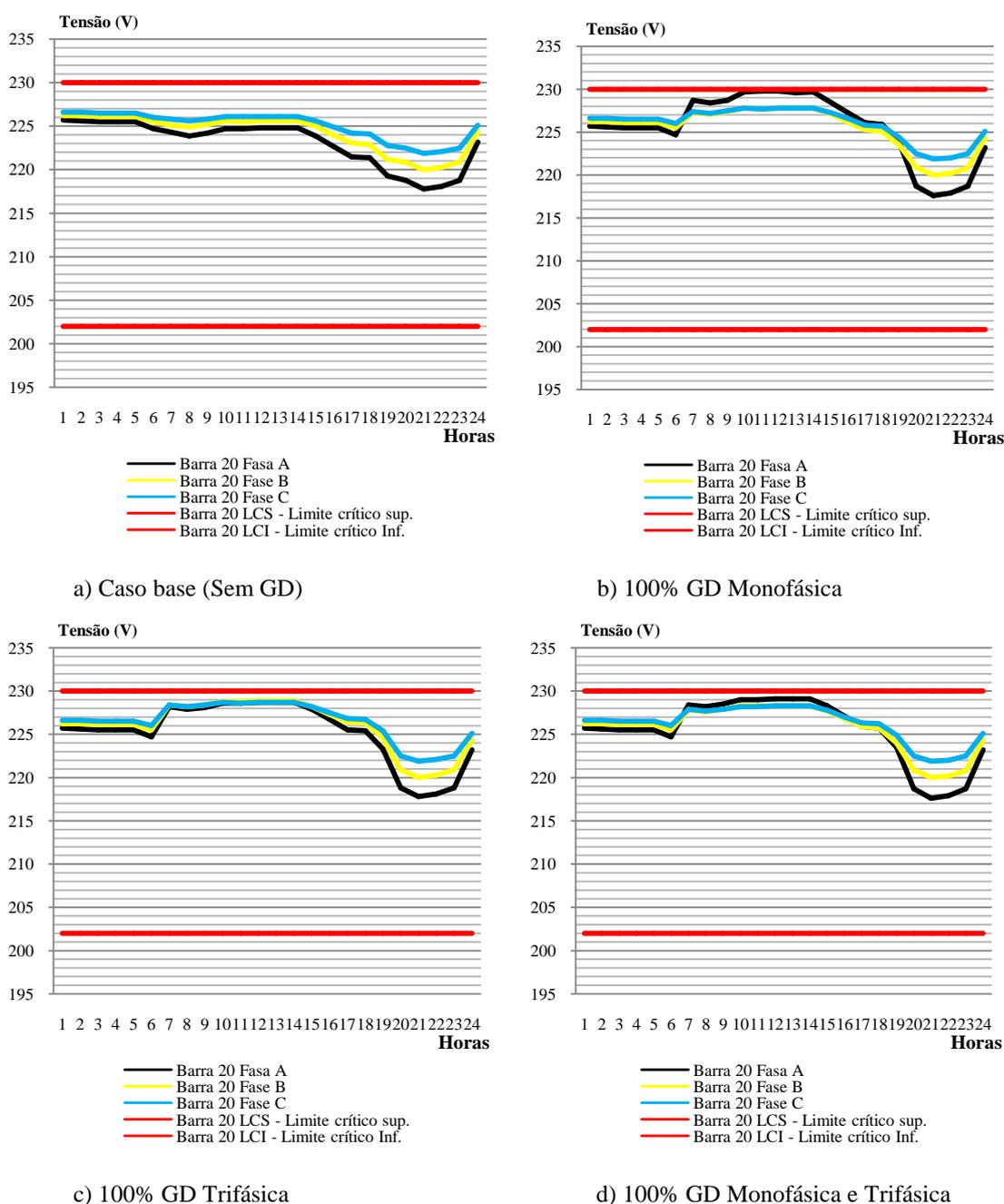


Fonte: Autoria própria

Com relação ao caso ilustrado na Figura 59(d) com análise na barra 20 e o caso da Figura 55(d) com análise na barra 10, observa-se que os limites críticos de tensão foram atingidos na barra10 para a Fase A, ao contrário do caso simulado para o barramento 20, que não atingiu nenhum limite crítico. Este fato pode ser justificado devido ao consumo das

cargas adjacentes e no próprio barramento 20 serem maior do que o consumo proveniente das unidades consumidoras adjacentes e no próprio barramento 10. Conseqüentemente, o consumo de potência ativa é mais elevado neste trecho de linha, o que acaba reduzindo um pouco os impactos determinados pelo fluxo de potência reverso verificado neste local do circuito.

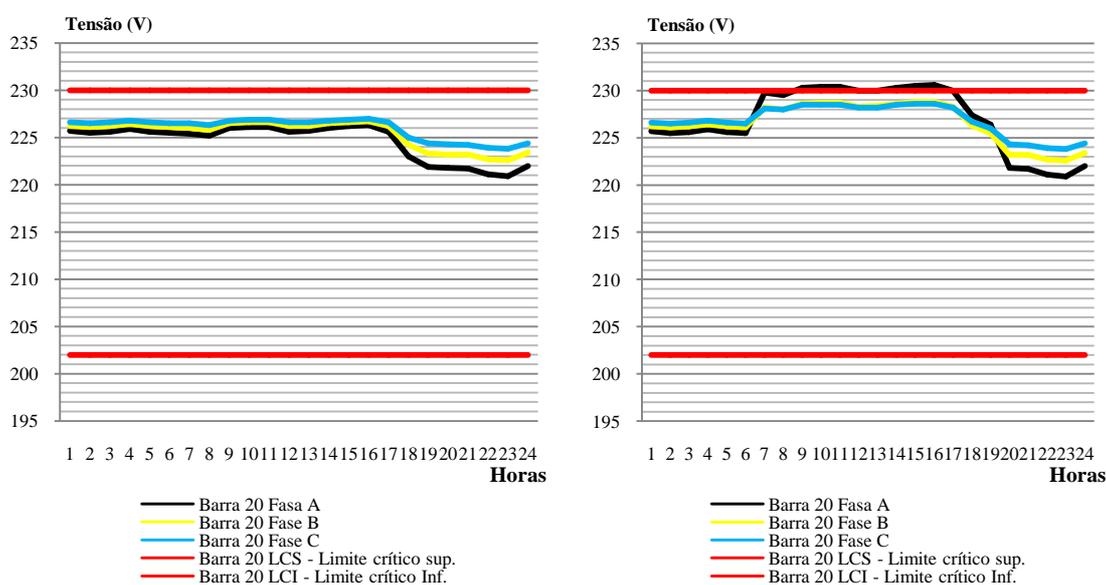
Figura 60- Análise da tensão no barramento 20 com o alimentador submetido à curva de demanda com carregamento convencional e com 100% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.



Fonte: Autoria própria

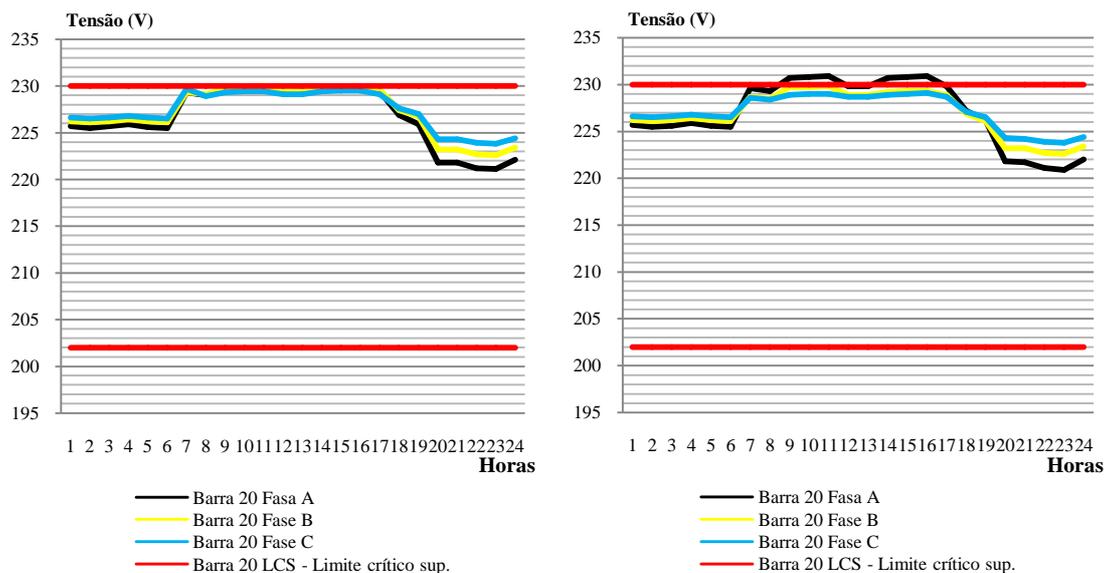
Para os casos analisados nas Figuras 55, 56 e 57 quando comparados aos casos verificados nas Figuras 59, 60 e 61 respectivamente, com os mesmos parâmetros de simulação, observa-se que os resultados dos impactos dos geradores distribuídos foram bastante semelhantes, com variação nos níveis de tensão elevados no período de contribuição do fornecimento de potência ativa pelos sistemas fotovoltaicos conectados. Embora os resultados sejam semelhantes para os casos evidenciados, ocorreu uma situação que difere diante de uma variação de tensão, quando foi comparado o perfil de tensão ilustrado na Figura 61(d) com a Figura 57(d), ambos com sistemas FV trifásicos e monofásicos conectados de forma simultânea. Observou-se que houve violação dos limites de tensão normativa, de forma mais definida e por um período prolongado das 9h às 16h, de intensas variações de tensão, além de ser evidenciado que a Fase B atingiu, no período das 9h às 11h, o limite crítico superior permitido.

Figura 61- Análise da tensão no barramento 20 com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com baixo carregamento diurno e com 100% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.



a) Caso base (Sem GD)

b) 100% GD Monofásica



c) 100% GD Trifásica

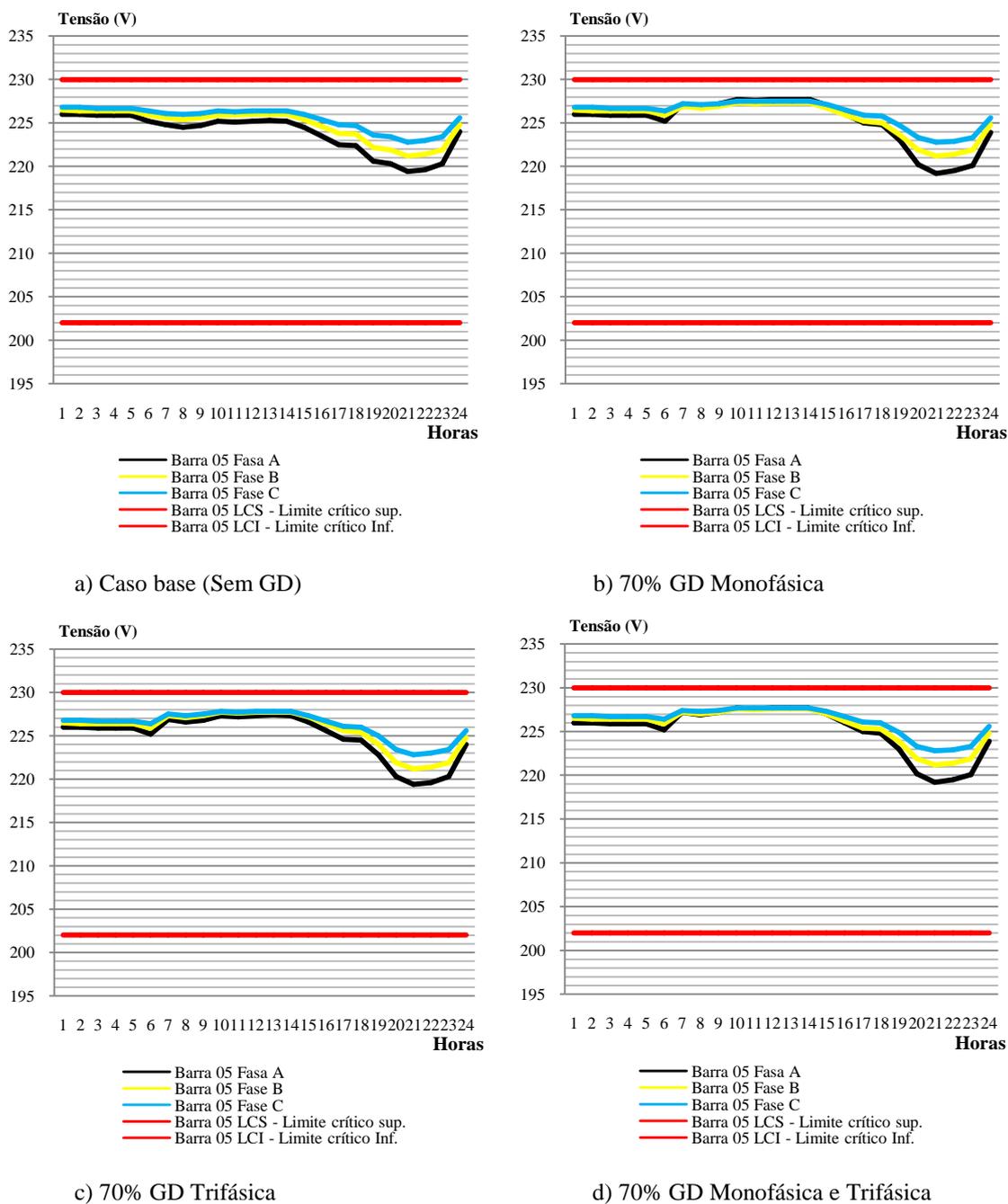
d) 100% GD Monofásica e Trifásica

Fonte: Autoria própria

4.2.3 Análise do nível de tensão: Na barra 05 trecho intermediário do circuito

Nesta etapa, pode-se observar o comportamento dos parâmetros elétricos do alimentador no barramento que liga um dos trechos intermediários, através dos resultados ilustrados nas Figuras 62 e 63, que apresentam os casos sob análise neste trabalho, e ambos estão considerando a inserção massiva de GDFV com injeção de 70% da potência nominal do transformador de distribuição. Observou-se que, mesmo com as curvas de demanda de cargas diferenciadas, considerando uma com carregamento convencional e uma com baixo carregamento diurno, respectivamente, os níveis de tensão, no período das 0h às 18h, não apresentaram tantas variações para os casos analisados em ambas as situações. A diferença apresentada foi verificada na Figura 62, quando o alimentador foi submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional, saltando aos olhos no período das 19h às 23h um declínio de tensão para todos os casos analisados, de forma mais acentuada com relação aos casos evidenciados na Figura 63.

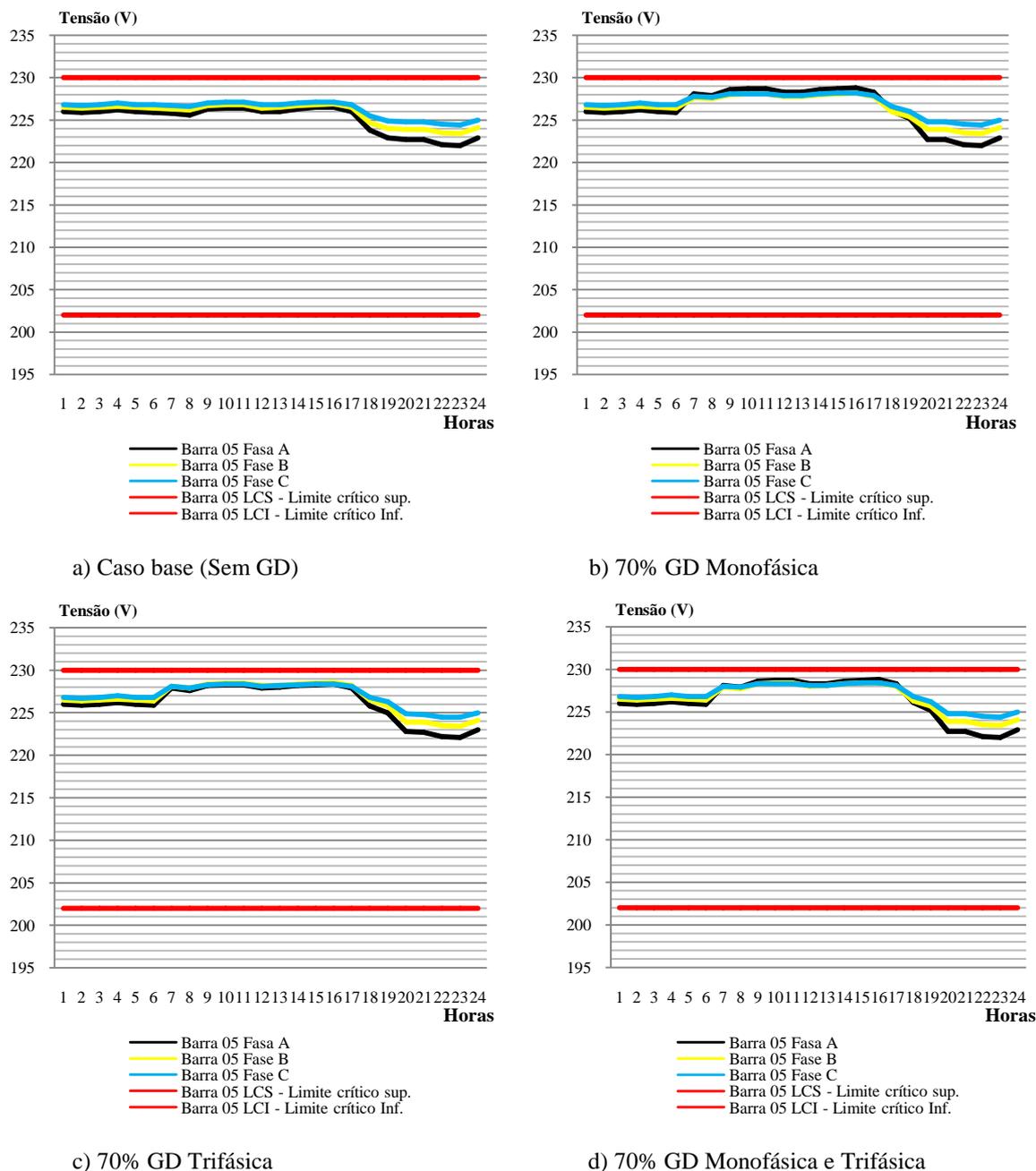
Figura 62- Análise da tensão no barramento 05 com o alimentador submetido à curva de demanda com carregamento convencional e com 70% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.



Fonte: Autoria própria

Além de registrar as maiores elevações de tensão para esta comparação em análise, foram observadas nas Figuras 63(b), (c) e (d), que mesmo considerando o alimentador com uma curva de demanda de carga com baixo carregamento diurno, não houve a ocorrência de violação dos limites normativos de tensão.

Figura 63- Análise da tensão no barramento 05 com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com baixo carregamento diurno e com 70% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.



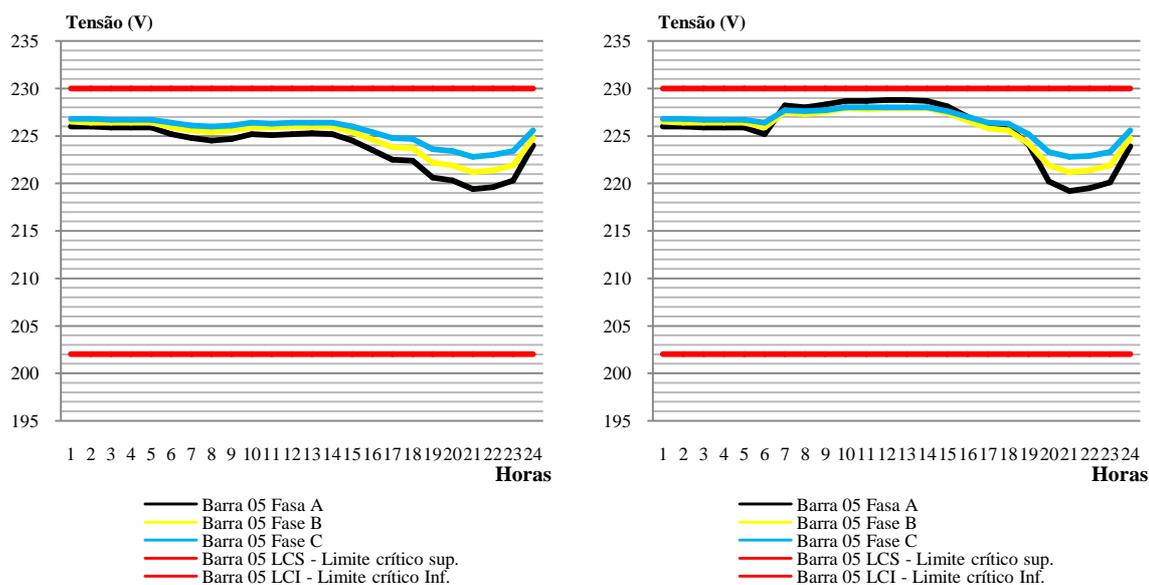
Fonte: Autoria própria

Para os casos observados na Figura 64 e Figura 65, onde pode ser observado que o circuito é submetido ao nível de injeção de potência pelos GDFV conectados de 100% da potência nominal do transformador, e mais especificamente nas Figuras 65(b), (c) e (d), ocorreram elevações de tensão atenuantes, ao ponto de atingir os limites críticos superiores. Vale salientar que na Figura 65(b), quando houve a conexão massiva de apenas sistemas FV

monofásicos, este limite foi registrado apenas para a Fase A do barramento 05 no período das 9h às 11h e das 14h às 16h. De tal forma, na Figura 65(d), quando houve a conexão de GD monofásicos e trifásicos simultaneamente, a Fase A também atingiu o limite crítico superior, porém por um período mais prolongado e contínuo das 9h às 17h. Este comportamento observado na Figura 65(b) e Figura 65(d) é justificado pelo quantitativo de GD conectados na Fase A, injetando mais potência ativa nesta fase, ocasionando a elevação de tensão na mesma.

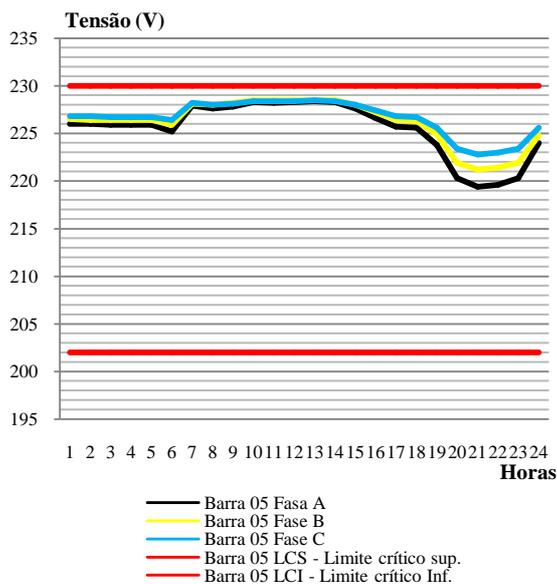
Para os casos observados na Figura 64, é possível notar que houve a elevação dos níveis de tensão, semelhante aos resultados observados nesta seção, com pequenas variações na amplitude das tensões no barramento, onde nenhum limite normativo foi violado, mantendo as características do sistema dentro dos padrões observados em normas.

Figura 64- Análise da tensão no barramento 05 com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com carregamento convencional e com 100% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.

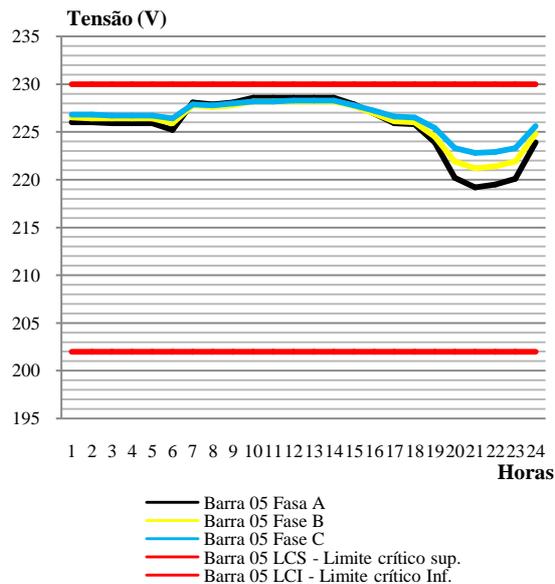


a) Caso base (Sem GD)

b) 100% GD Monofásica



c) 100% GD Trifásica

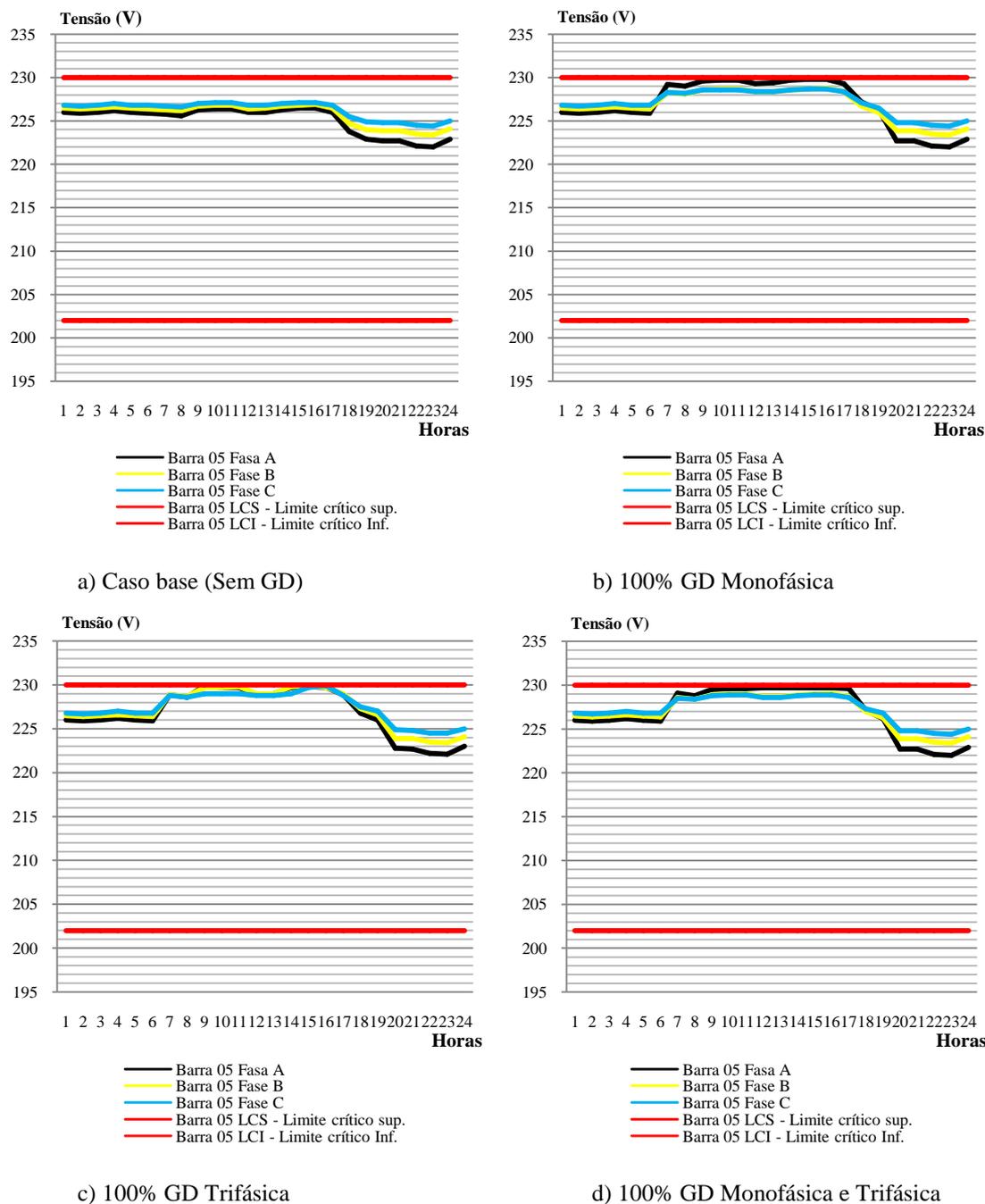


d) 100% GD Monofásica e Trifásica

Fonte: Autoria própria

Já no caso observado na Figura 65(c), quando houve a conexão de apenas sistemas FV trifásicos ao alimentador, ocorreu a elevação do nível de tensão nas três fases do barramento analisado. Entretanto, foi verificado o registro que as Fases A e B atingiram o limite crítico de tensão superior no período das 9h às 11h e das 14h às 16h, acompanhadas da Fase C, onde atingiu o referido limite apenas durante o período das 15h às 16h. Desta forma, este caso, como os outros analisados com as mesmas características nos itens anteriores, ocorreu uma peculiaridade justificada porque os sistemas FV trifásicos conectados injetam potência ativa de forma balanceada nas três fases do barramento. Contribuindo para a elevação do fluxo de potência às três fases de forma proporcional, assim, proporcionando a elevação de tensão coerente às três fases do barramento.

Figura 65- Análise da tensão no barramento 05 com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com baixo carregamento diurno e com 100% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.



Fonte: Autoria própria

4.3 ANÁLISES DO FLUXO DE POTÊNCIA E VARIAÇÃO DE TENSÃO PARA O SISTEMA PONTUAL DE 65KW

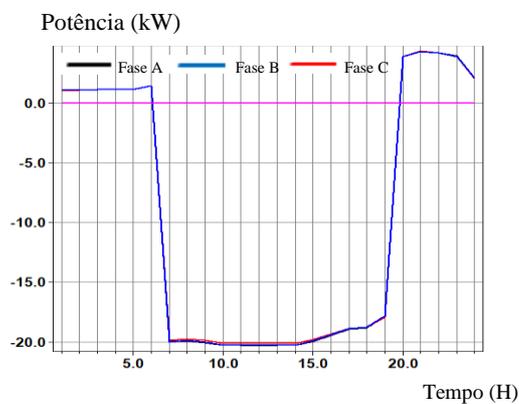
Nesta seção são abordados os conceitos descritos na seção 3.4.1.3, que faz referência à conexão de uma microgeradora FV injetando uma potência de 65 kW em um único barramento do alimentador real simulado neste trabalho. Para este tópico, são determinados como requisitos de análise e estudo, considerar o sistema com uma curva de demanda com o carregamento nominal e com o baixo carregamento diurno. De tal forma, o GD injeta a sua potência de acordo com as curvas de irradiação solar, temperatura entre outras determinadas na seção 3.3.4 deste trabalho.

O objetivo desta seção é analisar os impactos causados pela penetração de um único sistema com potência elevada em um único barramento do sistema em análise, verificando as anormalidades ocasionadas no fluxo de potência e o nível de tensão nos barramentos.

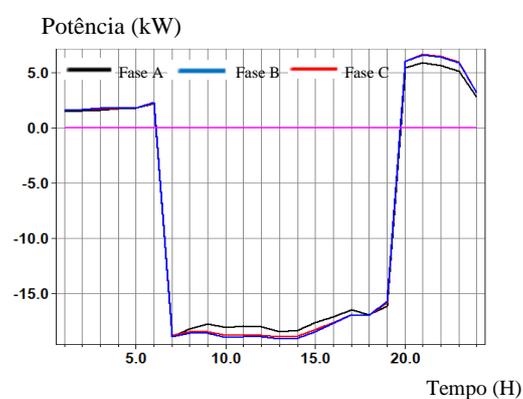
4.3.1 Análise do fluxo de potência para o sistema pontual

Ao serem analisados os resultados observados na Figura 66 do comportamento do fluxo de potência, quando ao alimentador é inserido um único sistema trifásico injetando uma potência de 65 KW, quando conectada ao barramento 10, e considerando a curva de demanda de carga com um carregamento nominal do sistema, ocorreu o fluxo de potência reverso nas três fases do alimentador de forma bem equilibrada, pois as fases estão sobrepostas, indicando uma simetria, e registrando um valor de 20 kW no período das 7h às 14h. Horário que coincide com o período de maior insolação e conseqüentemente máxima irradiação solar, o que contribuiu significativamente para esta ocorrência. Este fato pode ser justificado por se tratar de uma microgeradora com potência nominal de 65 kW conectada em um único ponto, final de trecho do alimentador, com uma demanda de carga com um baixo consumo neste horário.

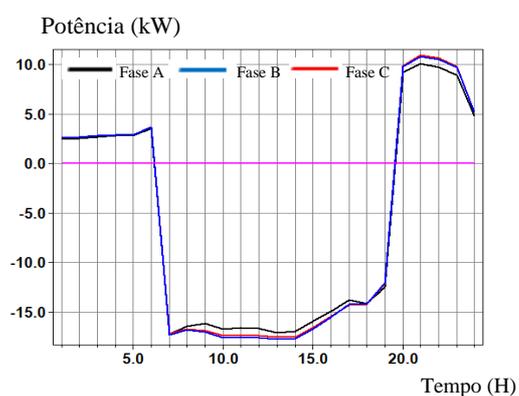
Figura 66- Comportamento do fluxo de potência ativa para o sistema FV pontual trifásico de 65 kW, com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com carregamento convencional



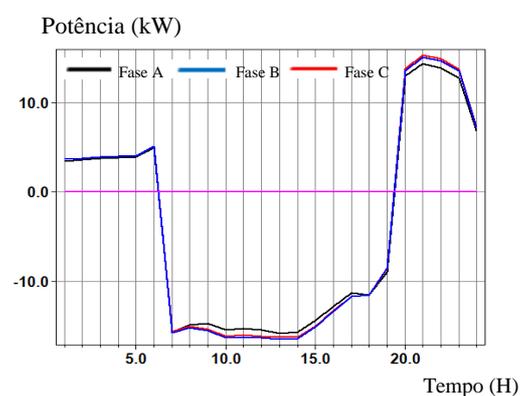
a) Fluxo de potência na Linha_barra09barra10



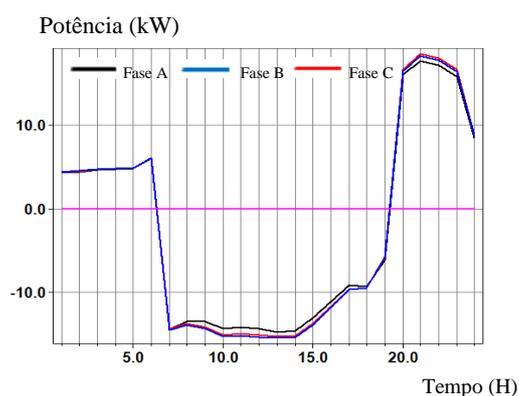
b) Fluxo de potência na Linha_barra08barra09



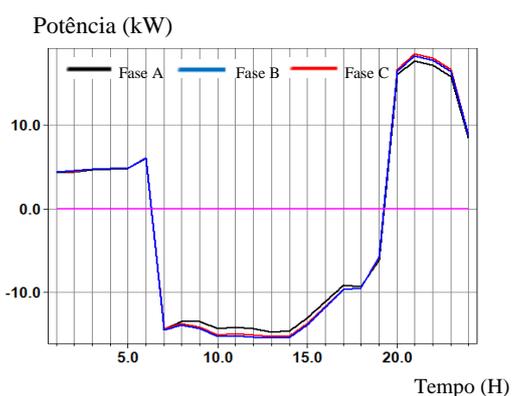
c) Fluxo de potência na Linha_barra07barra08



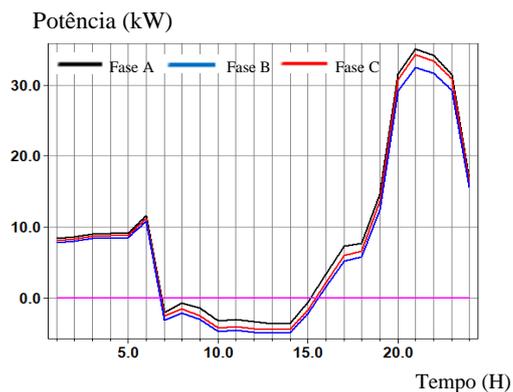
d) Fluxo de potência na Linha_barra06barra07



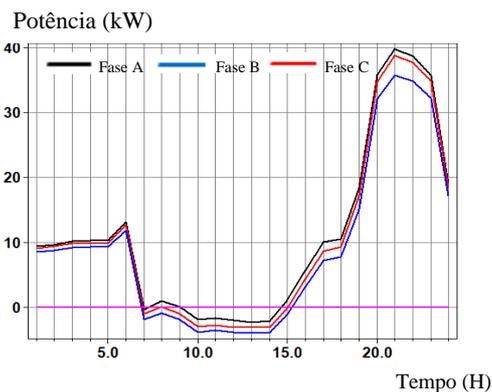
e) Fluxo de potência na Linha_barra05barra06



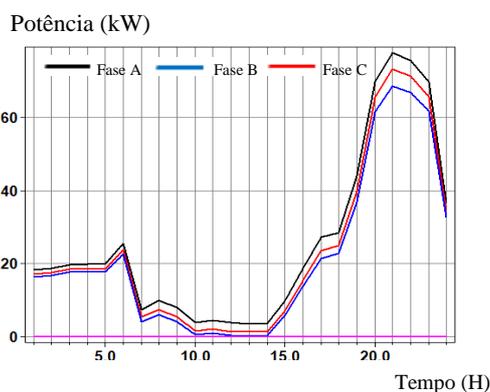
f) Fluxo de potência na Linha_barra04barra05



g) Fluxo de potencia na Linha_barra03barra04



h) Fluxo de potencia na Linha_barra02barra03



i) Fluxo de potencia na Linha_barra01barra02

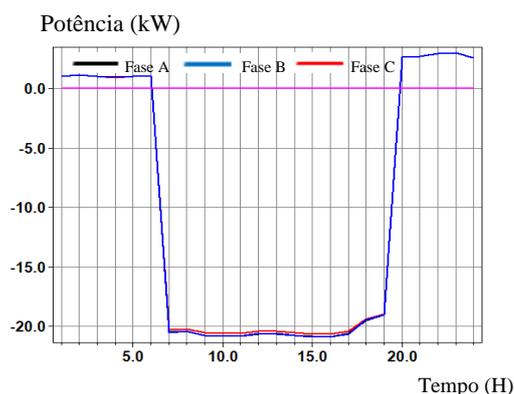
Fonte: Autoria própria

Ao analisar a Figura 66 e seus subitens, observa-se que o fluxo de potência registrado pelo medidor M1 alocado na Linha_barra09barra10 registrou um fluxo de potência reverso de 20 kW no período das 7h às 18h, que se propagou até a Linha_barra02barra03. Este fluxo de potência ativa seguiu em sentido inverso ao fluxo de potência convencional ao da subestação elétrica, o que causou severos problemas, como a elevação do percentual das perdas técnicas totais e elevação do nível de variação da tensão ao longo deste trecho percorrido. Pode-se perceber que à medida que o fluxo de potência reverso se propaga, e é registrado pelos monitores alocados às linhas e aos barramentos adjacentes, nota-se que houve uma redução da intensidade do mesmo. Este fato ocorre devido à demanda energética solicitada pelas unidades consumidoras (Cargas) que estão conectadas a estes barramentos e pelas perdas elétricas ocasionadas pela alta impedância gerada diante do intenso fluxo de potência ativa ao longo deste trecho do circuito.

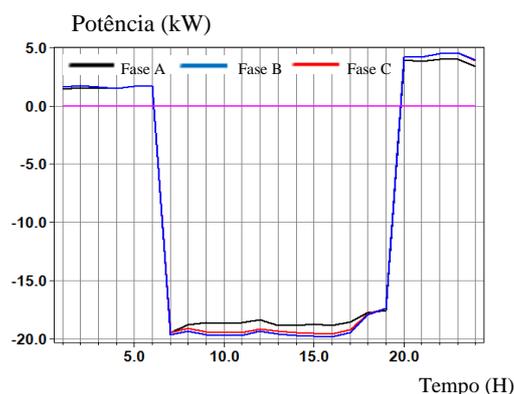
Ao analisar os resultados ilustrados na Figura 67, partilhando agora que o alimentador está submetido a uma curva de demanda de carga com um baixo carregamento diurno e continua sendo injetado uma potência de 65 kW ao barramento 10 do circuito em estudo,

pode-se concluir que ocorreu a presença, como no caso anterior, do fluxo de potência reverso, e como esperado, houve a intensificação deste fluxo de potência ao longo do período de operação da unidade FV das 5h às 18h. A intensidade deste fluxo foi superior ao caso observado pela Figura 66, chegando a ultrapassar os 20 kW.

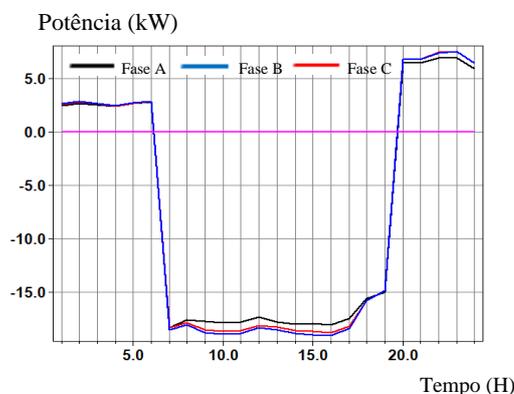
Figura 67- Comportamento do fluxo de potência ativa para o sistema FV pontual trifásico de 65 kW, com o alimentado submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno.



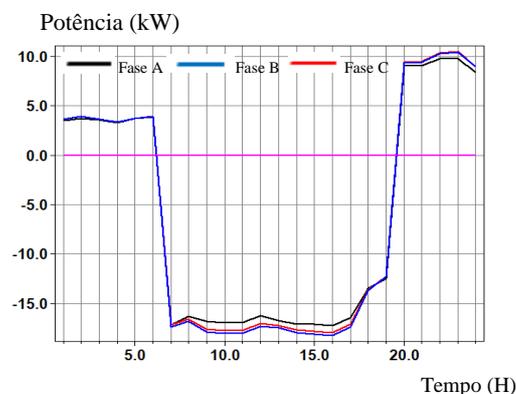
a) Fluxo de potência na Linha_barra09barra10



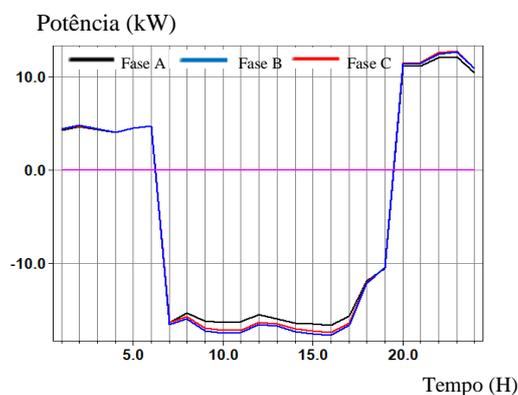
b) Fluxo de potência na Linha_barra08barra09



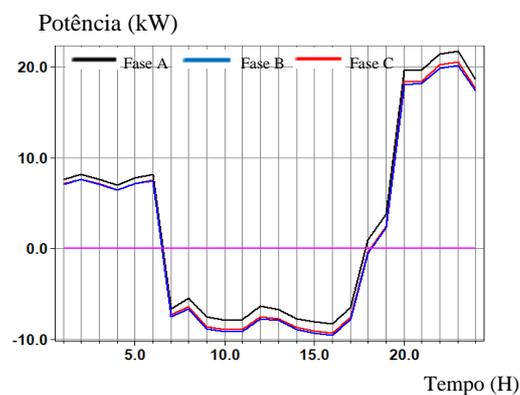
c) Fluxo de potência na Linha_barra07barra08



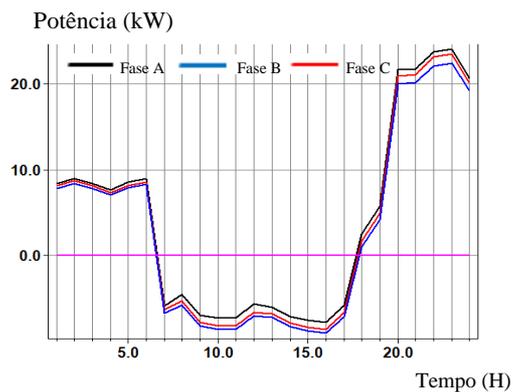
d) Fluxo de potência na Linha_barra06barra07



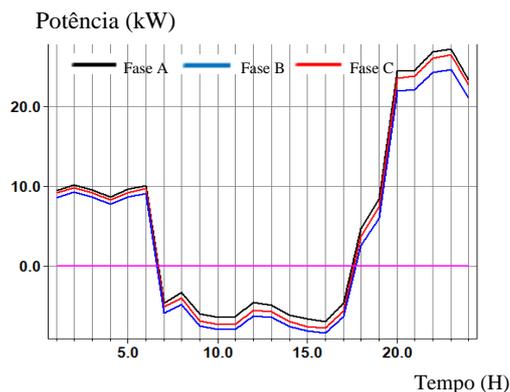
e) Fluxo de potência na Linha_barra05barra06



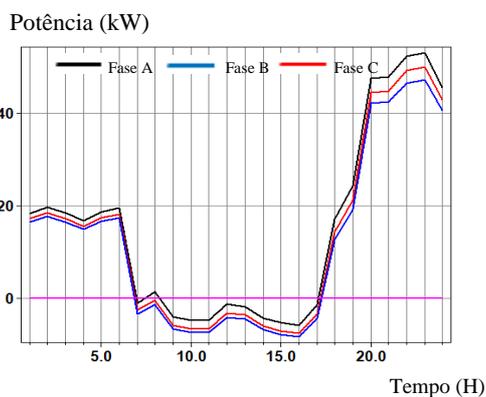
f) Fluxo de potência na Linha_barra04barra05



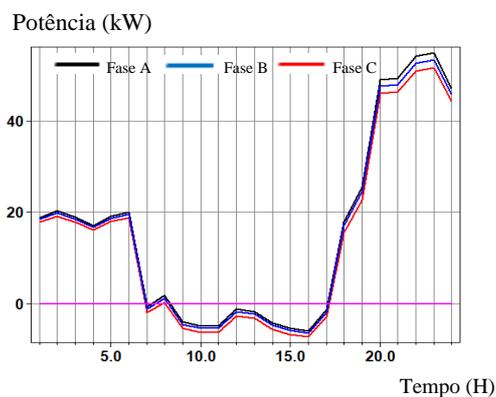
g) Fluxo de potencia na Linha_barra03barra04



h) Fluxo de potencia na Linha_barra02barra03



i) Fluxo de potencia na Linha_barra01barra02



j) Fluxo de potencia na Subestação eléctrica

Fonte: Autoria própria

Ao verificar os resultados ilustrados na Figura 67 e mais precisamente na Figura 67(j), observa-se que o fluxo de potência reverso foi tão intenso quando submetido o alimentador a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno, que chegou a impactar e atingir a subestação eléctrica. Como o fluxo de potência atingiu a subestação eléctrica, foi possível retratar o aspecto quantitativo por fase do fluxo de potência reverso que ultrapassou a subestação, sendo ilustrado na Tabela 15.

Tabela 15- Representação do aspecto quantitativo por fase do fluxo de potência reverso com o alimentador submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno e com injeção de 65 kW em um único ponto do alimentador.

GD Pontual Trifásico com 65 kW			
Hora	Fase A	Fase B	Fase C
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	0	0	0
6	0	0	0
7	-0,632299	-1,91516	-1,1828
8	0	0	0
9	-4,02196	-5,42875	-4,50822
10	-4,93497	-6,29562	-5,41199
11	-4,86915	-6,24916	-5,34494
12	-1,1929	-2,76624	-1,70963
13	-1,69597	-3,11927	-2,21884
14	-4,27752	-5,60747	-4,76848
15	-5,39199	-6,72854	-5,86405
16	-5,93522	-7,22316	-6,40176
17	-1,37027	-2,89148	-1,89196
18	0	0	0
19	0	0	0
20	0	0	0
21	0	0	0
22	0	0	0
23	0	0	0
24	0	0	0

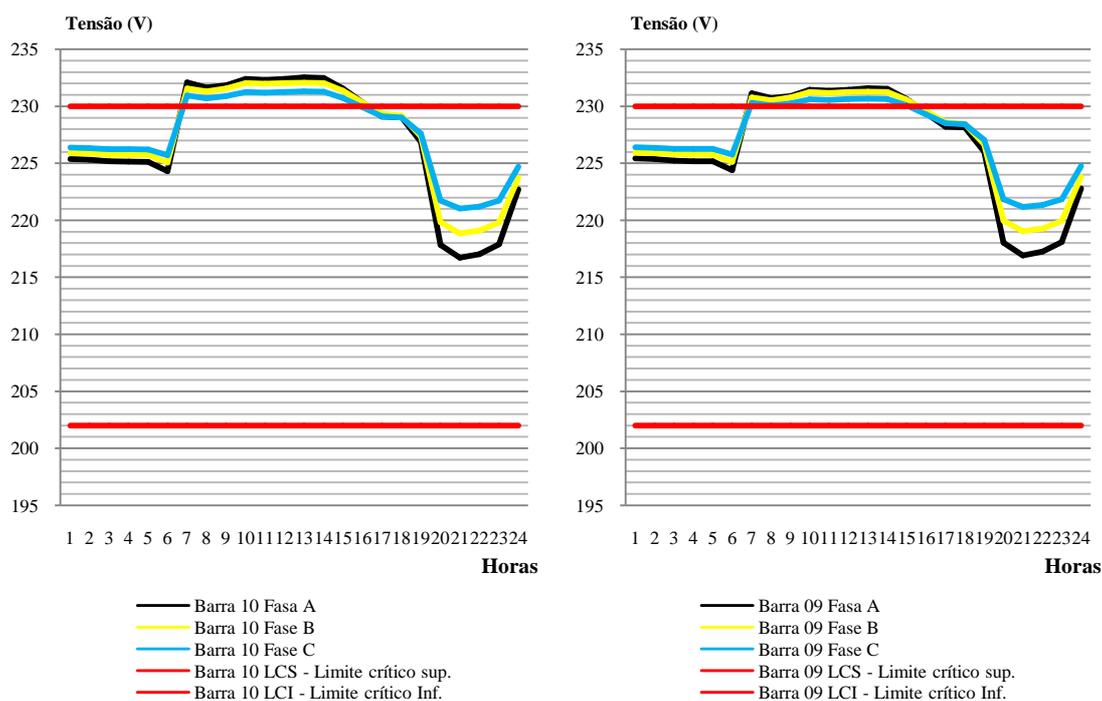
Fonte: Autoria própria

Ao verificar os dados registrados pelo monitor de energia alocado na subestação elétrica, observou-se através da análise da Tabela 15, que o valor de pico do fluxo de potência reverso que ultrapassou a subestação ocorreu às 16 horas pela Fase B, registrando um valor de 7,22 kW. Indicando nesta fase que houve uma demanda de consumo pelas cargas menores quando comparado às outras fases do alimentador.

4.3.2 Análise do nível de tensão para o sistema pontual

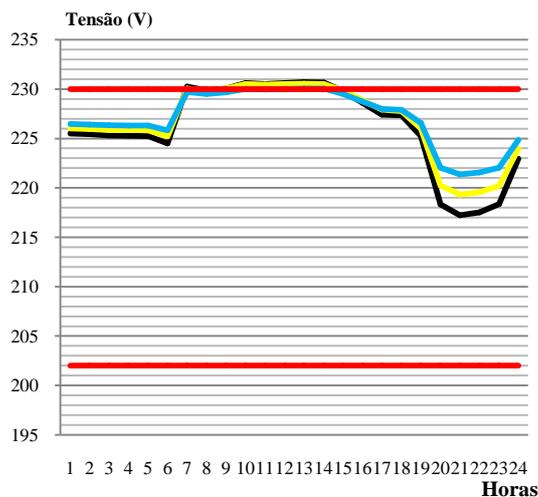
Inicialmente, foi introduzido ao sistema de distribuição as características abordadas neste trabalho, submetendo o alimentador à curva de demanda com o carregamento convencional, além de considerar nesta etapa de simulação os estudos abordados no cenário 3, com injeção de um sistema trifásico com potência de 65 kW instalado na barra 10 do circuito. Ao analisar os resultados ilustrados na Figura 68, com base no comportamento do fluxo de potência reverso verificado na Figura 66, no caso anterior, verifica-se que existe uma correlação muito forte entre os mesmos. De tal forma, o excesso de potência provocado pelo sistema FV aliado à potência fornecida pela subestação elétrica, determina o desequilíbrio do nível de tensão, provocando a elevação de tensão nos barramentos. No entanto, à medida que o fluxo de potência vai se propagando em sentido contrário ao fluxo de potência convencional, pode-se observar que as variações de tensão vão sendo registradas pelos medidores posicionados em cada barramento do circuito, conforme a Figura 30. Observa-se que as tensões nos barramentos 10, 09 e 08 ilustradas pelas Figuras 68(a), (b) e (c) respectivamente, violou os padrões normativos de tensão no período das 7h às 15h, com o valor máximo de pico registrado de 233 V na Fase A as 13horas.

Figura 68- Análise das tensões nos barramentos do alimentador, quando o mesmo é submetendo à uma curva de demanda com o carregamento convencional.



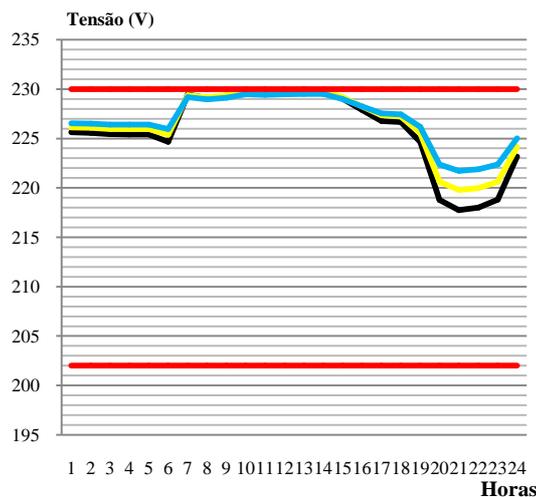
a) Tensão nas cargas da Barra 10

b) Tensão nas cargas da Barra 09



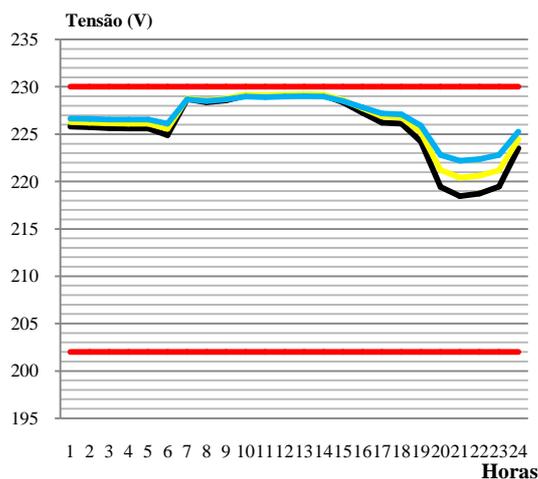
— Barra 08 Fasa A
 — Barra 08 Fasa B
 — Barra 08 Fasa C
 — Barra 08 LCS - Limite crítico sup.
 — Barra 08 LCI - Limite crítico Inf.

c) Tensão nas cargas da Barra 08



— Barra 07 Fasa A
 — Barra 07 Fasa B
 — Barra 07 Fasa C
 — Barra 07 LCS - Limite crítico sup.
 — Barra 07 LCI - Limite crítico Inf.

d) Tensão nas cargas da Barra 07



— Barra 06 Fasa A
 — Barra 06 Fasa B
 — Barra 06 Fasa C
 — Barra 06 LCS - Limite crítico sup.
 — Barra 06 LCI - Limite crítico Inf.

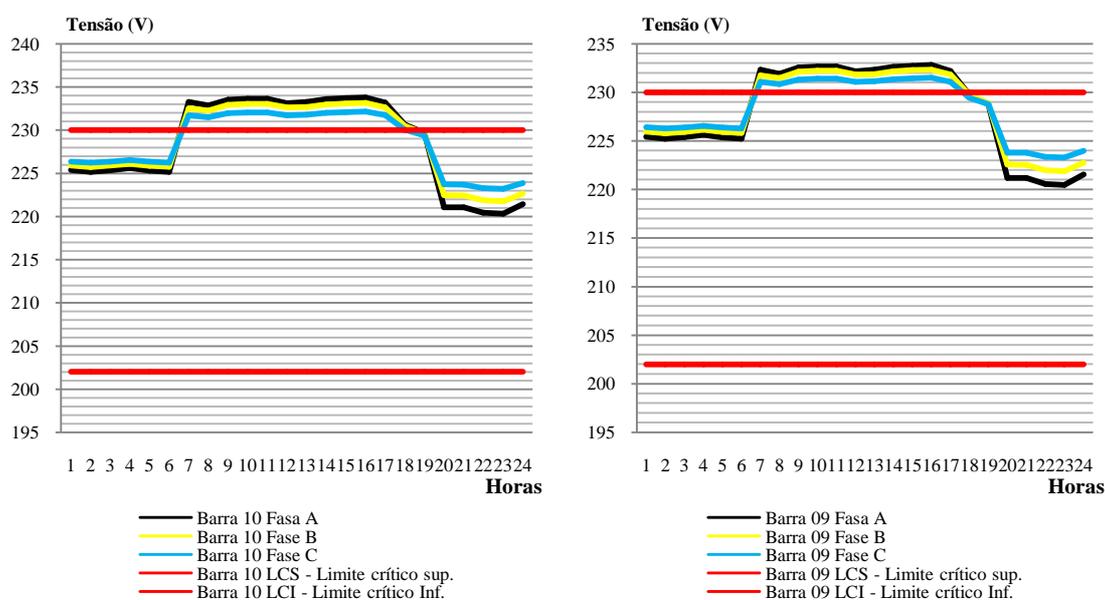
e) Tensão nas cargas da Barra 06

Fonte: Autoria própria

Seguindo este perfil de variações de tensão, observou-se que os problemas de tensão foram cessados no barramento 07, sendo ilustrado nesta seção pela Figura 68(d), onde os valores de tensão atingiram os limites críticos superiores nas Fases A e B, no período das 10h às 14h, porém não foi observada a violação dos padrões normativos de tensão. Já para o caso observado na Figura 68(e), as tensões tornam-se apresentando seus valores elevados, no entanto, não chegou a atingir sequer o limite crítico superior, indicando que mesmo com a presença do fluxo de potência reverso observado nas Figuras 66 (c) e (d), as tensões tendem a se manter em conformidade elétrica com os padrões normativos.

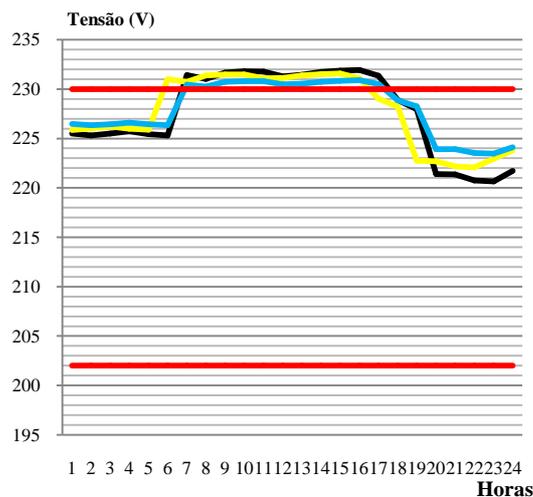
Para os casos observados na Figura 69, o alimentador está submetido às mesmas condições dos casos ilustrados na Figura 68, porém considerando nesta etapa a curva de demanda com um baixo carregamento diurno. Ao analisar os resultados ilustrados pela Figura 69, verifica-se que ocorreu a violação dos padrões normativos de tensão, para os casos observados nas Figuras 69(a), (b), (c), (d) e (e). As variações de tensão mais severas ocorreram de fato no barramento 10, ao qual o sistema FV de 65 kW está conectado e onde foi verificado o maior fluxo de potência reverso registrado. Neste caso, os registros das variações de tensão ocorreram no período das 7h às 17h, alcançando o seu pico e mantendo-se nele com um valor de 234 V das 9h às 11h e das 14h às 16h na Fase A do barramento 10. Como foi evidenciada, a análise de tensão no caso anterior, nesta seção, não foi tão diferente. À medida que o fluxo de potência seguiu se propagando em sentido contrário ao fluxo de potência convencional, as variações de tensão também para este caso seguiram acompanhando e foram registradas as violações dos padrões normativos pelos monitores instalados nos barramentos subsequentes. Como pode ser observado nas Figuras 69 (b), (c), (d) e (e) onde os medidores registraram o comportamento da variação de tensão ao longo do período de 24 horas.

Figura 69- Análise das tensões nos barramentos do alimentador, quando o mesmo é submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno.



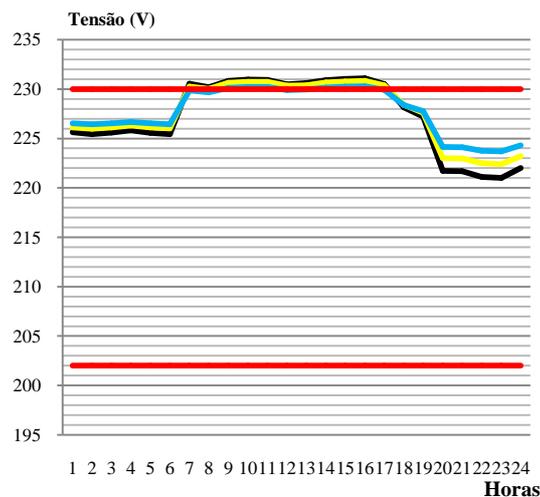
a) Tensão nas cargas da Barra 10

b) Tensão nas cargas da Barra 09



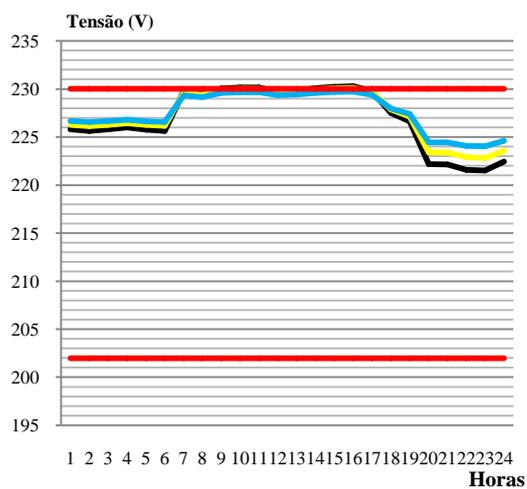
— Barra 08 Fasa A
 — Barra 08 Fasa B
 — Barra 08 Fasa C
 — Barra 08 LCS - Limite crítico sup.
 — Barra 08 LCI - Limite crítico Inf.

c) Tensão nas cargas da Barra 08



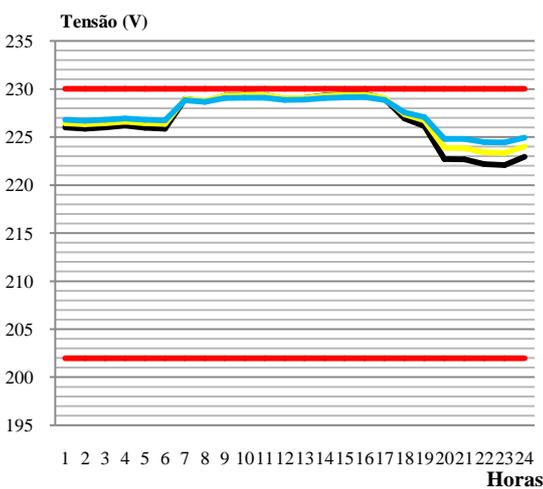
— Barra 07 Fasa A
 — Barra 07 Fasa B
 — Barra 07 Fasa C
 — Barra 07 LCS - Limite crítico sup.
 — Barra 07 LCI - Limite crítico Inf.

d) Tensão nas cargas da Barra 07



— Barra 06 Fasa A
 — Barra 06 Fasa B
 — Barra 06 Fasa C
 — Barra 06 LCS - Limite crítico sup.
 — Barra 06 LCI - Limite crítico Inf.

e) Tensão nas cargas da Barra 06



— Barra 06 Fasa A
 — Barra 06 Fasa B
 — Barra 06 Fasa C
 — Barra 06 LCS - Limite crítico sup.
 — Barra 06 LCI - Limite crítico Inf.

f) Tensão nas cargas da Barra 05

Fonte: Autoria própria

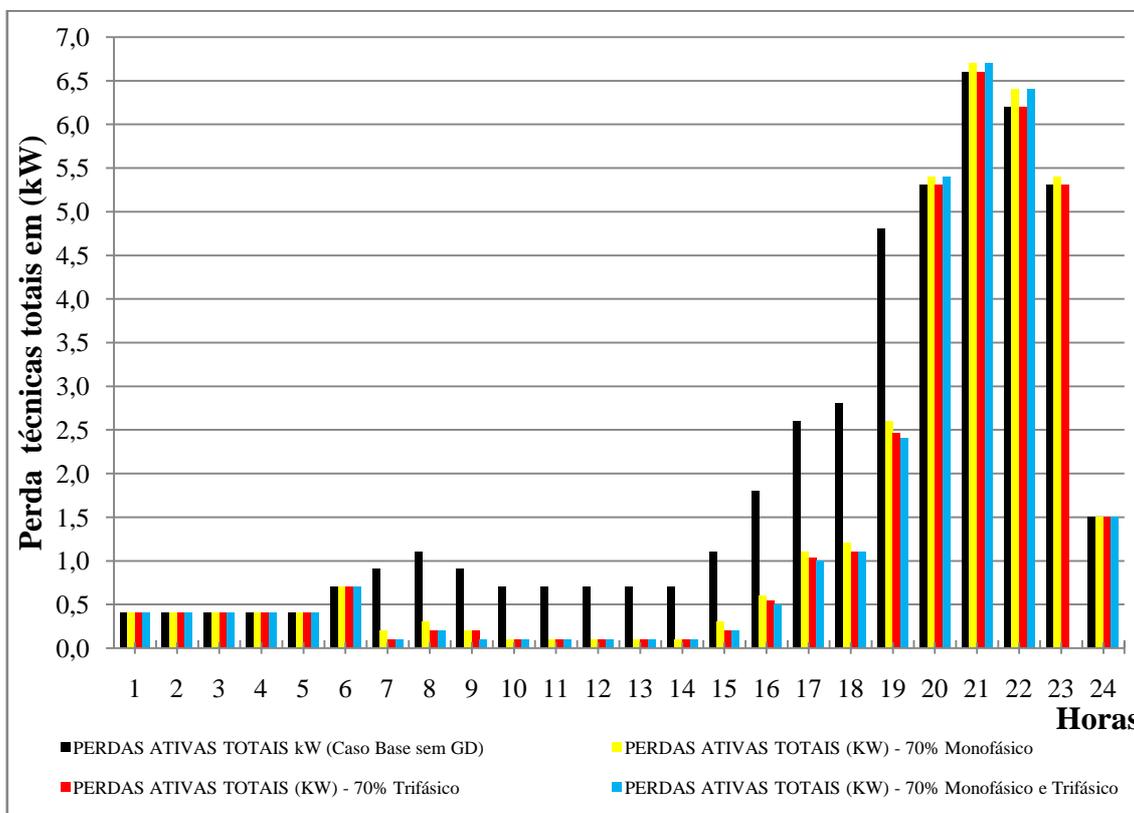
Seguindo as variações de tensão ao longo do alimentador, observou-se que os problemas de tensão foram cessados de fato no barramento 05, sendo ilustrado nesta secção pela Figura 69(f), onde os valores de tensão atingiram o limite crítico superior na Fase A e B no período das 15h às 17h, porém não foi observada a violação dos padrões normativos de tensão. Comparando ao caso analisado anteriormente, observou-se também que à medida que foi reduzido o percentual de 30% na curva de demanda, submetendo o alimentador ao baixo carregamento diurno, ou seja, com um baixo consumo, o fluxo de potência reverso conseguiu

se propagar por um percurso mais longo, portanto, gerando problemas com mais intensidade nos níveis de tensão das unidades consumidoras.

4.4 PERDAS TÉCNICAS TOTAIS

Na Figura 70 é possível verificar os resultados das perdas técnicas totais obtidas durante as simulações, quando o alimentador foi submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional e uma injeção pelos GDFV de 70% da capacidade de potência nominal do transformador de distribuição, considerando a conexão de sistemas monofásicos e trifásicos de forma separada e simultâneos. As perdas técnicas totais são ilustradas, em kW, e são expostas em função dos casos analisados neste trabalho, para um período de análise de um dia. Os casos foram expressos em um único gráfico para melhorar o entendimento de seus comportamentos, facilitando a comparação das perdas quando não houver inserção de sistemas FV ao alimentador, intitulado neste trabalho como caso base (Sem GD). Pode-se verificar, no caso base (Sem GD), que as perdas técnicas totais foram superiores aos demais casos, quando houve a conexão de sistemas FV. Vale salientar, mais precisamente, que durante o período de contribuição de potência ativa proveniente dos geradores distribuídos conectados das 7h às 18h, o caso que registrou as menores perdas técnicas totais foi evidenciado quando houve a conexão de sistemas FV monofásicos e trifásicos simultâneos.

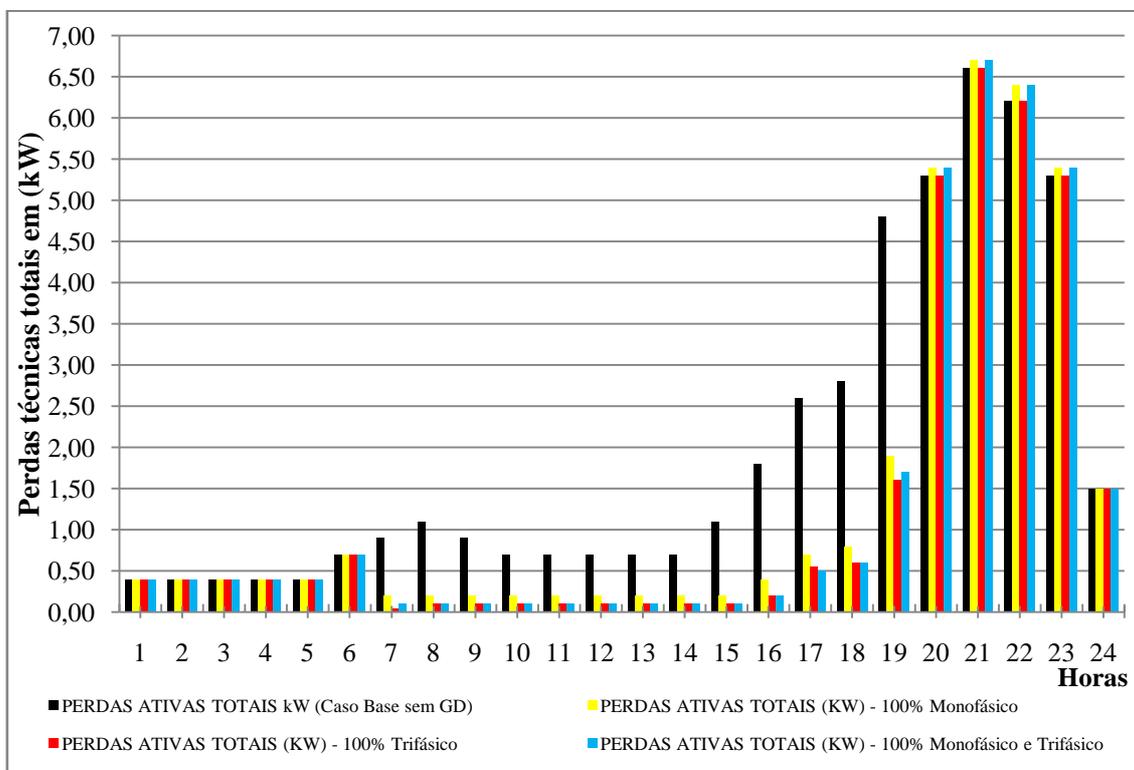
Figura 70- Perdas técnicas totais, em kW, em função dos casos analisados considerando o alimentador submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional para um dia, com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos GD conectados.



Fonte: Autoria própria

Os resultados da Figura 71, mostram quando o alimentador foi submetido à curva de demanda com um carregamento convencional e à injeção pelos GD conectados de 100% da capacidade de potência nominal do transformador de distribuição, considerando a conexão de sistemas monofásicos e trifásicos de forma separada e simultâneos. Ao comparar os resultados dos casos ilustrados na Figura 70 e Figura 71, observa-se que, no panorama geral, que quanto maior é a potência FV injetada ao circuito durante o período de contribuição solar, menores são as perdas técnicas totais.

Figura 71- Perdas técnicas totais, em kW, em função dos casos analisados considerando o alimentador submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional para um dia, com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos GD conectados.



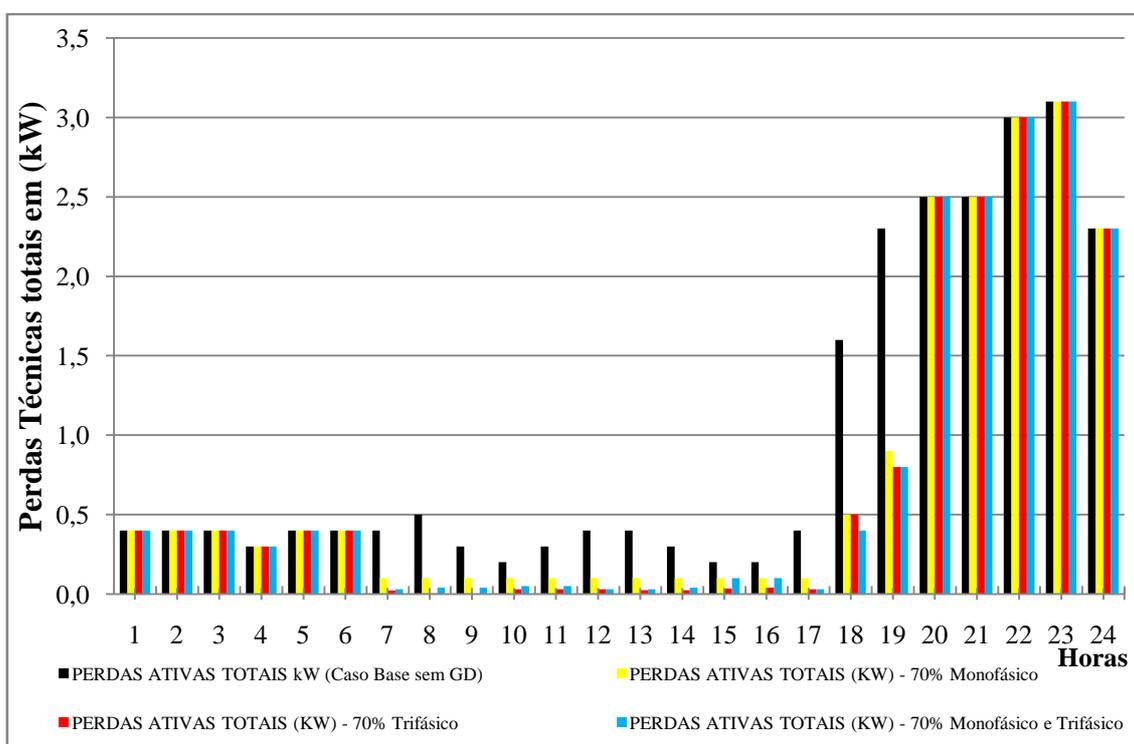
Fonte: Autoria própria

Ao analisar os resultados ilustrados pelas Figuras 70 e 71, fica evidenciada no período das 7h às 18h a contribuição dos GD fotovoltaicos conectados ao alimentador, de tal forma que os valores das perdas técnicas mais elevadas, dentre os casos que houve a presença de GDFV, foram observados quando houve a conexão massiva de sistemas FV monofásicos distribuídos individualmente ao longo do alimentador, apresentando valor de pico máximo de aproximadamente 1,2kW às 17 horas, evidenciado na Figura 70. Quando são considerados todos os casos analisados nas Figuras 70 e 71, de fato os maiores valores das perdas técnicas registradas ocorreram quando não houve a presença de GD fotovoltaicos, ou seja, para o caso base sem GD.

Já na Figura 72 e Figura 73 são observados os resultados ilustrados, considerando o alimentador submetido a uma curva de demanda com um baixo carregamento diurno e uma injeção de 70% e 100%, respectivamente, da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados. Ao analisar a Figura 72 e Figura 73, no período das 7h às 18h, os valores das perdas técnicas foram reduzidos quando houve a penetração de sistemas FV, seguindo o mesmo perfil apresentado nos casos analisados anteriormente, com o

carregamento convencional do sistema. Nota-se para este caso analisado uma característica marcante; quando houve a submissão do alimentador a uma curva de demanda com baixo carregamento, observou-se que as perdas técnicas foram menores nesta análise para o caso base (sem GD), quando relacionado com os casos bases anteriores, o que pode ser justificado pela curva de demanda, a qual o alimentador está sendo submetido.

Figura 72- Perdas técnicas totais, em kW, em função dos casos analisados considerando o alimentador submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno para um dia, com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos GD conectados.

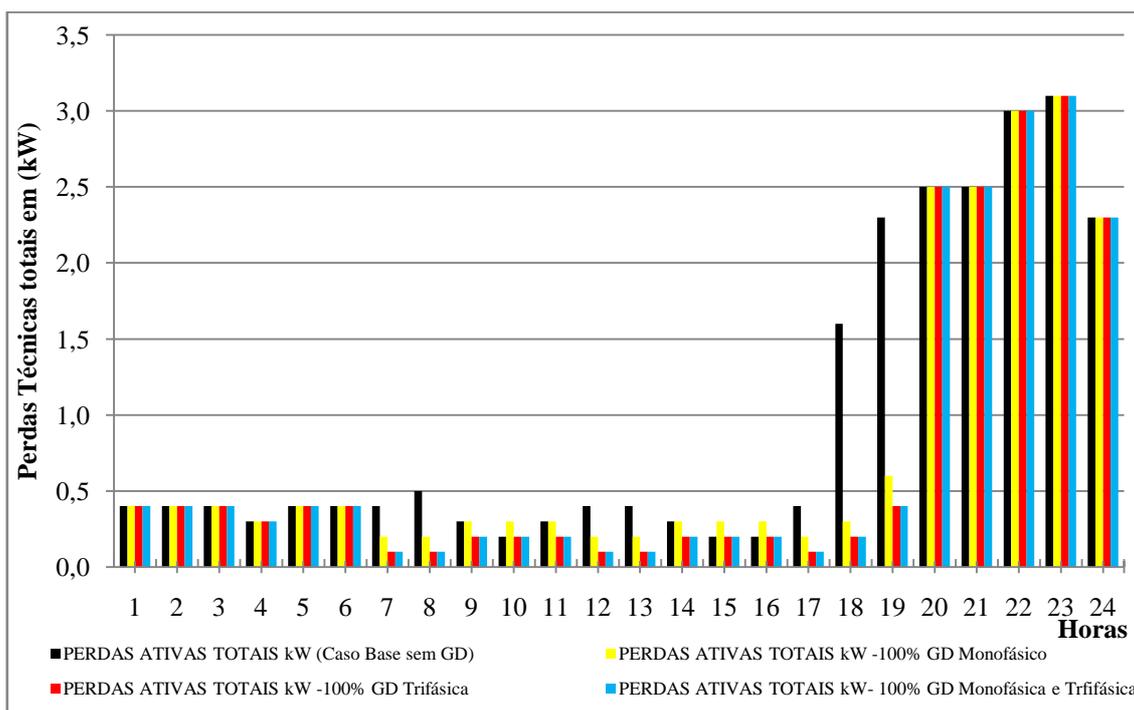


Fonte: Autoria própria

Ao analisar os gráficos das Figuras 70, 71, 72 e 73 durante o período onde não existe a influência dos sistemas FV conectados, das 24h às 6h e das 19h às 24h, observou-se que os valores das perdas técnicas estão bem mais acentuados nestes períodos, saltando aos olhos com pico às 21h para as Figuras 70 e 71 com um valor de aproximadamente 6,7 kW e às 23h para as Figuras 72 e 73 com valor aproximado de 3,1kW. O valor máximo de perda técnica registrado pode ser observado na Figura 71, e é justificado por coincidir com a maior solicitação de demanda pelas unidades consumidoras conectadas. Este caso foi analisado quando o alimentador foi submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional e considerada a injeção de potência ativa pelos GDFV conectados de 100% da

potência nominal do transformador de distribuição. Esse período foi caracterizado por elevadas perdas técnicas quando comparados aos horários que houve a penetração de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica.

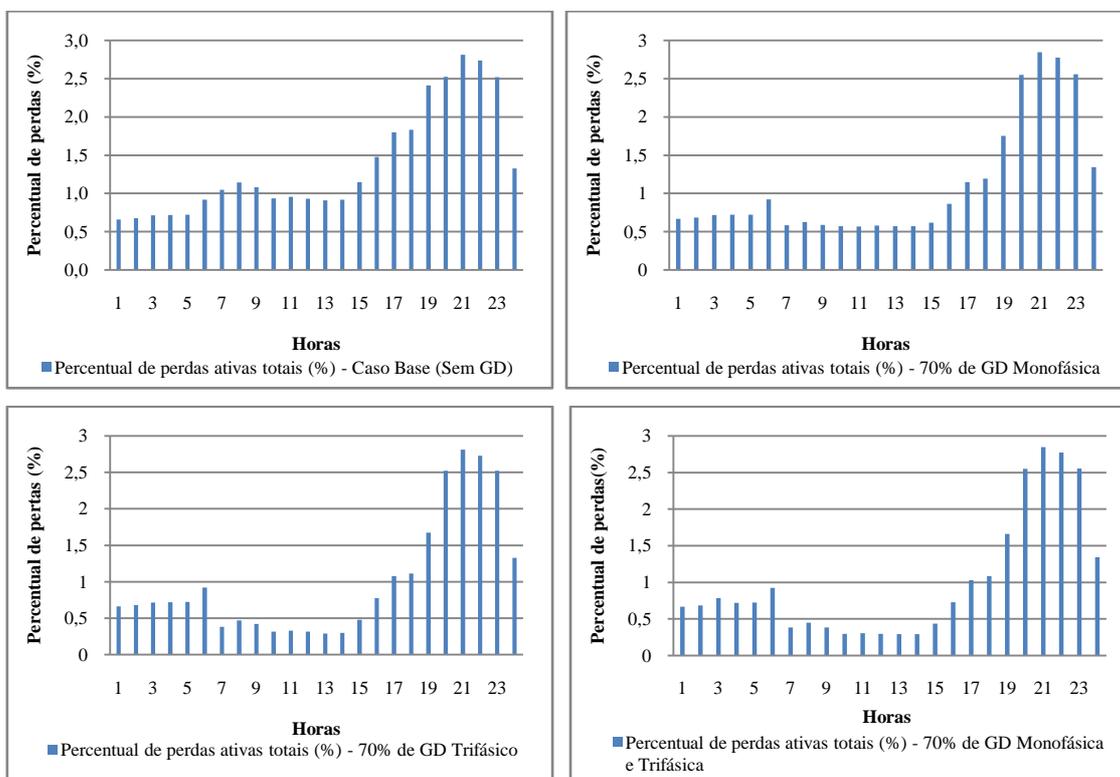
Figura 73- Perdas técnicas totais, em kW, em função dos casos analisados considerando o alimentador submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno para um dia, com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos GD conectados.



Fonte: Autoria própria

Os casos analisados anteriormente podem ser mais bem representados quando são evidenciados os percentuais de perdas técnicas ocorridos durante as simulações. Nas Figuras 74 e 75 são ilustrados os percentuais das perdas técnicas totais evidenciadas nos casos analisados nas Figuras 70 e 71. Observou-se que, de fato, os maiores percentuais de perdas técnicas totais ocorreram para os casos base (Sem GD), registrando um valor máximo de aproximadamente 2,7% às 21h. Dentre os casos com GDFV conectados ilustrados na Figura 74, os percentuais de perdas mais elevadas ocorreram quando houve a conexão de sistemas FV monofásicos individualmente e o oposto pode ser evidenciado para o caso com a conexão de GD monofásicos e trifásicos simultâneos.

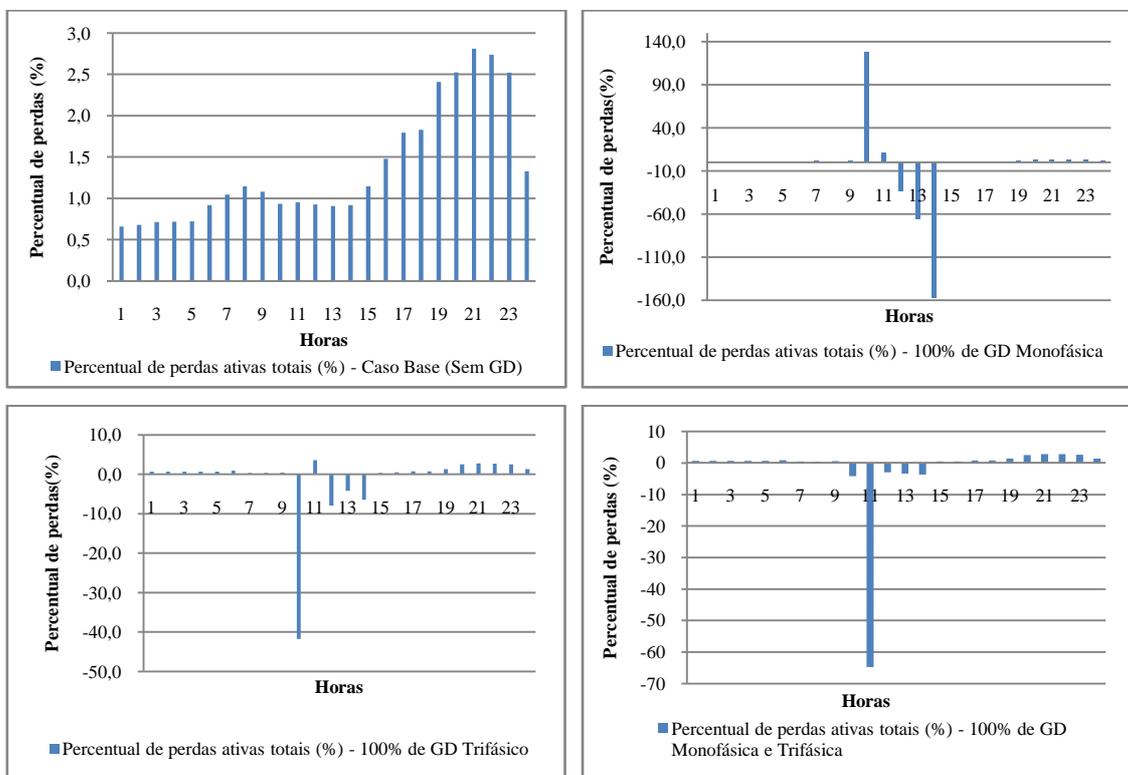
Figura 74- Percentual de perdas técnicas totais, em %, em função dos casos analisados considerando o alimentador submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional para um dia, com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos GD conectados.



Fonte: Autoria própria

Ao analisar os resultados ilustrados na Figura 75 para os casos com GDFV conectados, considerando o alimentador submetido à injeção de 100% da potência nominal do transformador, nota-se que ocorreram picos percentuais de perdas técnicas totais no período de 10h e 11h, respectivamente, para os casos com inserção massiva de GD monofásicos e trifásicos separados e simultâneos. Estes valores apresentaram-se não coerentes, porém não incorretos, pois os valores negativos ou valores de perdas técnicas maiores do que 90% são resultados ocasionados devido à presença do elevado fluxo de potência reversa na linha neste momento, que de fato afetou severamente as tensões em algumas barras do sistema, e conseqüentemente, as perdas técnicas totais. A peculiaridade dessa situação em análise reside no fato de não terem apresentado erro de convergência quando foram realizadas as interações pelo sistema de simulação OpenDSS.

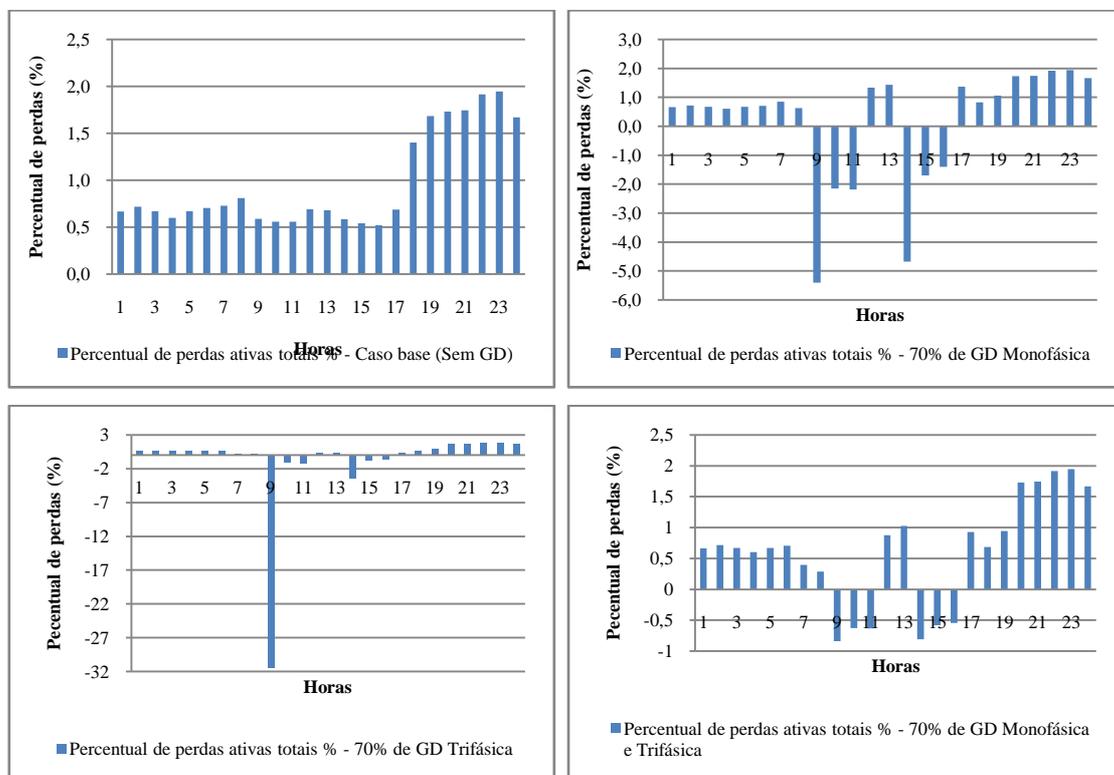
Figura 75- Percentual de perdas técnicas totais, em %, em função dos casos analisados considerando o alimentador submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional para um dia, com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos GD conectados.



Fonte: Autoria própria

No entanto, ressalta-se que as mesmas condições ocorreram quando o alimentador foi submetido a uma curva de demanda com um baixo carregamento diurno, considerando a injeção de potência pelos GD conectados de 70% e 100% da potência nominal do transformador de distribuição. Este fato pode ser evidenciado na Figura 76 e Figura 77, onde são ilustrados com mais clareza os percentuais de perdas totais negativos ao longo do período das 7h às 17h, que coincide com o horário de contribuição dos sistemas FV.

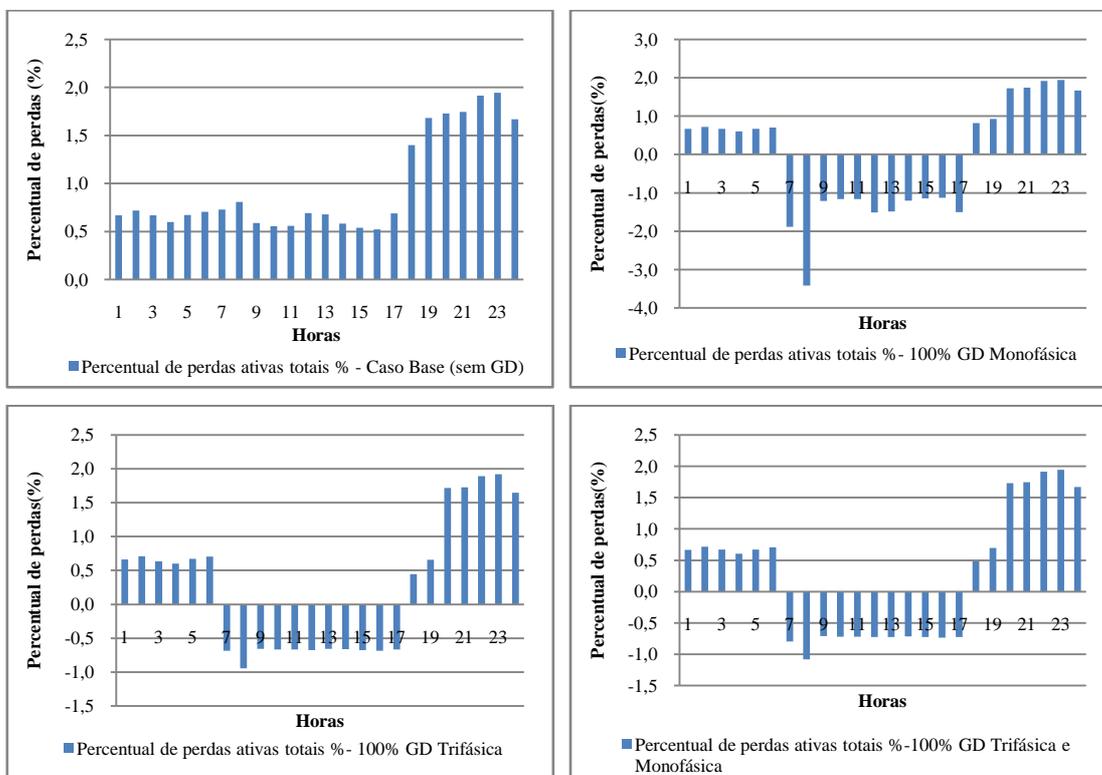
Figura 76- Percentual de perdas técnicas totais, em %, em função dos casos analisados considerando o alimentador submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno para um dia, com injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos GD conectados.



Fonte: Autoria própria

De fato, ocorreu a presença de valores mais acentuados dos percentuais negativos nos casos observados na Figura 76 e Figura 77, decorrentes dos maiores fluxos de potência reversos observados quando foram realizadas as análises do fluxo de potência na secção 4.1.1. Vale salientar que os percentuais negativos que obtiveram os maiores valores de perdas técnicas ocorreram quando houve a conexão massiva de apenas sistemas fotovoltaicos monofásicos ao alimentador.

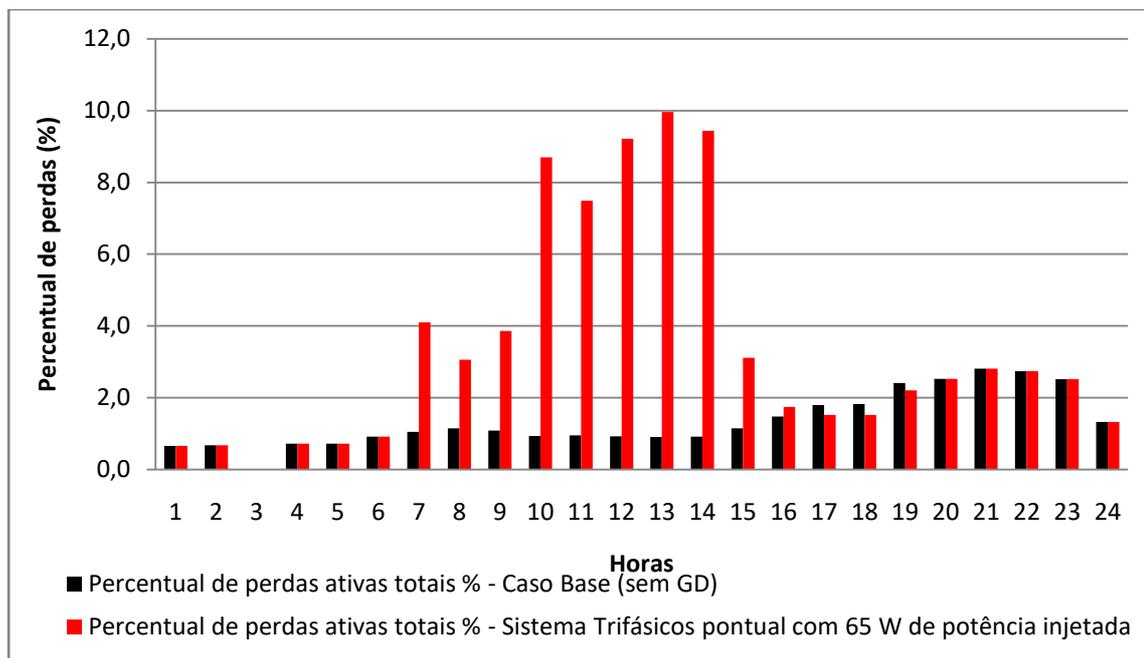
Figura 77- Percentual de perdas técnicas totais, em %, em função dos casos analisados considerando o alimentador submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno para um dia, com injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos GD conectados.



Fonte: Autoria própria

Ao analisar os resultados ilustrados na Figura 78, pode-se observar que o maior percentual de perdas técnicas totais no circuito ocorreu durante o período das 7h às 16h, evidenciado pela contribuição do sistema trifásico pontual conectado. O percentual de perdas foi bem mais significativo no período das 10h às 14h, registrando valor de pico de aproximadamente 10% às 13 horas. Estes valores percentuais elevados são justificados pelo excesso de fluxo de potência reverso que ocorreu quando houve a conexão do sistema trifásico pontual, injetando 65 kW no barramento 10.

Figura 78- Percentual de perdas técnicas totais, em %, para o caso com conexão de um sistema pontual trifásico injetado 65 kW ao alimentador de distribuição de baixa tensão.



Fonte: Autoria própria

A análise dos resultados desta seção permitiu concluir que as perdas técnicas totais evidenciaram os problemas ocorridos quando houve o excesso de fluxo de potência ativa provenientes da injeção dos GD fotovoltaicos conectados ao alimentador. Desta forma, afetou significativamente a transição do fluxo de potência nas linhas, acarretando severos problemas de desequilíbrio de tensão nos barramentos, além de proporcionar a elevação das perdas técnicas totais. É importante destacar que os casos em que houve a conexão de GDFV e não apresentaram fluxos de potência ativa exacerbados na linha, proporcionou no período de contribuição, a redução dos valores percentuais das perdas técnicas totais. Sendo um ponto importante da utilização dos sistemas FV nas redes elétricas de baixa tensão, como forma de mitigação para reduzir as perdas elétricas totais.

5 CONCLUSÕES

A partir do estudo e análises realizadas neste trabalho, foi possível verificar os impactos causados pela instalação do elevado nível de sistemas fotovoltaicos distribuídos ou concentrados numa rede elétrica de distribuição de baixa tensão. As análises foram feitas com um alimentador de distribuição real e em condições meteorológicas e parâmetros normativos e manobras operacionais locais (nacional) de forma a obter resultados, os mais realistas possíveis.

Diante das simulações realizadas com o sistema de distribuição, foi possível observar características elétricas importantes que evidenciaram problemas na qualidade de energia fornecida pelas concessionárias na hipótese de inserção crescente da energia solar FV no sistema alimentador de baixa tensão.

Com relação ao nível de tensão, foram verificadas as maiores elevações de tensões quando houve a conexão de sistemas fotovoltaicos trifásicos e monofásicos simultâneos nos barramentos alocados nos finais de linha do alimentador. Situação que ocorreu quando o mesmo foi submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno, considerando a injeção de potência ativa de 100% da potência nominal do transformador de distribuição pelos sistemas FV conectados. Para este caso, foi observada a violação dos limites normativos de tensão na Fase A, onde se verificou o maior número de geradores distribuídos fotovoltaicos conectados. As elevações de tensão ocorreram no ponto de conexão dos sistemas FV à rede elétrica, causando desequilíbrio entre as fases do alimentador, propagando este desequilíbrio para os barramentos e linhas adjacentes. Foi notado também que houve violação dos limites normativos de tensão para os casos analisados, quando houve a conexão massiva de apenas sistemas FV monofásicos individualmente distribuídos ao longo do alimentador, diferente dos casos com a conexão massiva de sistemas FV monofásicos e trifásicos simultâneos, quando as violações ocorreram com menor intensidade e em horários específicos ao longo do dia.

Quando houve a conexão de um sistema trifásico pontual de 65 kW em um único barramento do sistema, ocorreram severos problemas de violação dos limites normativos de tensão nas três fases dos barramentos. Este problema foi evidenciado mais intensamente no barramento ao qual o sistema está conectado, bem como os efeitos se propagaram para os demais barramentos adjacentes.

Com relação ao fluxo de potência, pode-se concluir que, dentre os casos observados, quando houve a conexão massiva de sistemas FV monofásicos e trifásicos de forma separada e simultâneos, o que apresentou o maior fluxo de potência reverso foi o caso da inserção massiva de GD fotovoltaicos monofásicos individualmente conectados ao longo do alimentador. Este fato ocorreu quando ao alimentador foi submetida uma curva de demanda com baixo carregamento diurno e foi considerada a injeção de potência pelos sistemas FV monofásicos conectados de 100% da potência nominal do transformador de potência. Os maiores desequilíbrios entre fases ilustrados pelos gráficos do fluxo de potência foram evidenciados pelos monitores de energia alocados no segmento de linha intermediário da rede elétrica de distribuição.

Para o caso da inserção FV pontual, ocorreram severos fluxos de potência reversos, de tal forma que elevou os problemas das variações de tensão e perdas técnicas totais ao longo do alimentador. O fluxo de potência reverso foi tão expressivo para este caso, chegando a propagar-se pelo alimentador e ultrapassar a subestação elétrica transformadora.

Com relação às perdas técnicas totais, de modo geral, os maiores valores percentuais, dentre os casos analisados para o cenário 2, ocorreu quando houve a conexão massiva de GD fotovoltaicos monofásicos individualmente distribuídos ao longo do alimentador. Porém, no caso quando houve a conexão massiva de um sistema FV pontual trifásico de 65 kW, os percentuais de perdas técnicas totais foram mais expressivos e significativos, da ordem de 10%, com relação à potência ativa total na rede elétrica, ocorrendo no período de 10h às 14 h.

Finalmente, de maneira geral, os sistemas fotovoltaicos em condições favoráveis, sem a presença do fluxo de potência reverso, auxiliaram na redução das perdas técnicas totais quando comparados ao caso de referência. Obviamente, quando o alimentador teve uma maior inserção FV que contabilizou 100% da potência nominal do transformador de distribuição pelos sistemas FV e submetido a um baixo carregamento diurno, obteve também maior fluxo reverso; portanto, ocorreram perdas mais significativas quando comparado ao caso base e aos casos onde o alimentador estava submetido à inserção de 70% da potência nominal do transformador pelos sistemas FV conectados. A análise desses casos permitiu concluir que o circuito estava com problemas de carregamento excessivo na linha de distribuição, o que afetou severamente as tensões em algumas barras do sistema e a elevação das perdas técnicas totais.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

A análise realizada neste trabalho, a partir do uso de um alimentador de distribuição real, possibilitou observar diversas informações importantes para o estudo da conexão massiva de geradores distribuídos fotovoltaicos ao longo da rede elétrica. O objetivo deste trabalho foi analisar os parâmetros elétricos característicos da rede, visando o desempenho e o comportamento do sistema distribuidor secundário real durante as simulações no software. Diante disso, observou-se que os resultados obtidos foram bastante pertinentes, esclarecedores e estabeleceram a oportunidade de estudo para diversas áreas de pesquisa correlacionadas. Visando aprimorar as contribuições apresentadas, os seguintes trabalhos futuros são sugeridos:

- ❖ Realizar o estudo da inserção massiva de geradores distribuídos fotovoltaicos para um sistema de distribuição real de grande porte e correlacionar a gestão dos parâmetros elétricos com a concessionária;
- ❖ Aplicar simulações que possibilitem mitigar os impactos negativos decorrentes do fluxo de potência reverso diante da alta penetração de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica de baixa tensão;
- ❖ Verificar como estratégia de mitigação o uso de reguladores de tensão nas redes elétricas de baixa tensão, com objetivo de correção das pequenas elevações de tensão decorrentes da inserção massiva de GDFV;
- ❖ Aplicar simulações que possibilitem os estudos dos harmônicos introduzidos pela operação dos GDFV;
- ❖ Associar a introdução de geradores fotovoltaicos no sistema de distribuição com outras formas de geração distribuída, como por exemplo, a eólica, com objetivo de verificar a interação entre as duas;
- ❖ Empregar estratégias de mitigação da variabilidade da geração de energia solar fotovoltaica conectada à rede elétrica de baixa tensão;

- ❖ Introduzir armazenadores de energia em locais próximos aos GDFV, para que a energia elétrica excedente produzida durante o dia possa ser utilizada durante o período noturno, reduzindo assim a existência de fluxo de potência reverso nas linhas de distribuição e também auxiliando nos horários de pico de demanda de carga;
- ❖ Desenvolver uma metodologia simplificada para estabelecer um limite máximo de penetração de geração distribuída fotovoltaica em uma rede de distribuição de baixa tensão, com o objetivo de auxiliar as concessionárias de energia no estudo da conexão dos geradores;
- ❖ Realizar estudos econômicos focados na tarifação brasileira juntamente com o sistema de compensação de energia, para verificar os impactos econômicos causados pela conexão massiva de geradores distribuídos fotovoltaicos em redes elétricas de baixa tensão;
- ❖ Aperfeiçoar a linha de código para identificar a GDFV onde as perdas técnicas na rede de distribuição de baixa tensão são elevadas, com intuito de verificar a possibilidade, como estratégias de mitigação, a instalação de GDFV para reduzir as perdas nestes locais, com introdução de potência ativa pelos GDFV de forma controlada;
- ❖ Realizar o estudo de carregamento das linhas de transmissão das redes secundárias, com objetivo de possibilitar a inserção de GDFV de forma balanceada e coerente, conforme a possibilidade de acomodação do sistema elétrico.

REFERÊNCIAS

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica N° 0026/2015 - SRD/ANEEL.** . Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2015a.

_____. Nota Técnica N° 0056/2017-SRD/ANEEL: Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024. p. 1–26, 2017a. Disponível em: <www.aneel.gov.br>.

_____. **Outorgas e Registros de Geração.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao>>. Acesso em: 28 mar. 2017b.

_____. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica -PRODIST, Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. v. 9, n. Resolução Normativa n° 767/2017, p. 1–76, 2017c.

_____. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição Revisão. v. 7, n. Resolução Normativa n° 724/2016, p. 1–74, 2017d.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição.** . Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2018.

_____. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 414/2010.** . Brasília, DF, Brasil: ANEEL. , 2010

_____. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482/2012.** . Brasília, DF, Brasil: ANEEL. , 17 abr. 2012

_____. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687/2015.** . Brasília, DF, Brasil: ANEEL. , 2015b

ARRITT, R. F.; DUGAN, R. C. The IEEE 8500-node test feeder. **2010 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Smart Solutions for a Changing World**, p. 1–6, 2010.

BRÜNDLINGER, Roland et al. High Penetration of PV in Local Distribution Grids: Subtask : Case-Study Colletion. n. Report IEA PVPS T14-02:2014, p. 1–206, 2014.

DUGAN, Roger C.; MONTENEGRO, Davis; ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, Inc. Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS). **Electric Power Research Institute, Inc.**, v. 7, p. 1–199, mar. 2018.

DUGAN, Roger C. **OpenDSS PVSystem Element Model**. . 3420 Hillview Ave, Palo Alto, CA 94304, EUA: Electric Power Research Institute EPRI, 2011.

ELETRABRÁS. **Norma Técnica de Fornecimento de Energia Elétrica em Baixa Tensão (Edificações Individuais)**. . Rio de Janeiro, Brasil: Eletrobrás. , 2014

IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. 21st edition of the international survey report on Trends in Photovoltaic (PV): Editorial Of The 27 Th October 2016. p. 1, 2016a. Disponível em: <<http://www.iea-pvps.org/index.php?id=267>>. Acesso em: 20 ago. 2017.

_____. **SNAPSHOT OF GLOBAL PHOTOVOLTAIC MARKETS 2017. Photovoltaic power systems programme (PVPS)**, p. 1–17, 2017.

_____. Trends 2016 in Photovoltaic Applications: Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2015. n. Report IEA PVPS T1-30:2016, p. 1–72, 2016b.

IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY; INSTITUTE BECQUEREL (BE); (JP), RTS Corporation. **SNAPSHOT OF GLOBAL PHOTOVOLTAIC MARKETS 2018**. n. Report IEA PVPS T1-33:2018, p. 1–16, 2018.

IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY; NREL, National Renewable Energy Laboratory. Status of Power System Transformation 2017: System integration and local grids. **International Energy Agency**, p. 7–148, 2017. Disponível em: <www.iea.org>.

IEEE PES, Power & Energy Society. IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems IEEE Power and Energy Society. **ANSI/IEEE Std. 519**, New York, 2014. , v. 2014, p. 29.

JARDINI, J a *et al.* Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, jan. 2000. , v. 15, n. 1, p. 375–380 Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/847276/>>.

MARCOS, Fernando E. Postigo et al. A review of power distribution test feeders in the United States and the need for synthetic representative networks. **Energies 2017**, v. 10, n. 11, p. 1–14, 2017. Disponível em: <<http://www.mdpi.com/journal/energies>>.

MEEKER, Rick et al. **High Penetration Solar PV Deployment Sunshine State Solar Grid Initiative (SUNGRIN) Final Report**. . 2000 Levy Ave., Suite 140 Tallahassee, FL 32310: Center for Advanced Power Systems High. , 2015

MILLER, Nicholas et al. **Impact of High Solar Penetration in the Western Interconnection NREL**. . 1617 Cole Boulevard Golden, Colorado 80401: National Renewable Energy Laboratory. , 2010

MME, Ministério de Minas e Energia. Energia Solar no Brasil e no Mundo - Ano de referência - 2016. **Departamento de informações e estudos energéticos - DIE/MME**, Brasília, DF, Brasil, 2017. , n. 55 61, p. 1–8, Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/>>.

MME, Ministério de Minas e Energia; EPE, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. . Brasília, Brasil: MME, EPE. , 2015

NEOENERGIA. Conexão de Minigeradores ao Sistema de Distribuição. p. 1–21, 2017.

_____. Norma de distribuição de energia: Conexão de Microgeradores ao Sistema de Distribuição. v. 0, n. NOR.DISTRIBU-ENGE-0002, p. 1–28, 2016.

OECD; IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Medium-Term Renewable Energy Market Report 2016. n. Organisation for Economic Co-operation and Development, p. 1–282, 2016.

PALMINTIER, Bryan et al. On the Path to SunShot: Emerging Issues and Challenges in Integrating Solar with the Distribution System. n. National Renewable Energy Laboratory. Nrel/Tp-5D00-6533, p. 1–99, 2016.

PALUDO, Juliana Aramizu. **Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente**. 2014. 186 f. Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2014.

PINTO, Aimé; ZILLES, Roberto; BET, Ildo. Excedente de reativos em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. **IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES**, p. 1–8, 2012.

SAYEEF, Saad et al. Solar intermittency: Australia’s clean energy challenge. p. 198, jun. 2012. Disponível em:

<http://www.australiansolarinstitute.com.au/SiteFiles/australiansolarinstitute.com.au/CSIRO_Solar_Intermittency_Report_June_2012_LR.pdf>.

SCHNEIDER, K. P. et al. Radial Distribution Test Feeders: Distribution System Analysis Subcommittee Report. **IEEE PES - power and energy society**, p. 5, 2013. Disponível em: <<http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Acesso em: 15 out. 2017.

SEGUIN, Rich et al. **High-Penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers**. NREL - National Renewable Energy Laboratory. 15013 Denver West Parkway Golden, : [s.n.], 2016. Disponível em: <www.nrel.gov/publications>.

SEXAUER, Jason. New User Primer: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS). **Training Materials**, p. 35, 26 jul. 2012.

STEVENSON JÚNIOR, William D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. Ed. McGraw ed. 2, São Paulo: McGraw hill, 1986.

ZANETTA JR., Luiz C. **Fundamentos de Sistemas Elétricos de Potência**. . ed. Livraria da Física, São Paulo: Câmara Brasileira do Livro, 2005.

APÊNDICE A – PARÂMETROS DO SISTEMA REAL DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO

Neste apêndice são apresentados os parâmetros elétricos dos componentes envolvidos na composição do sistema de distribuição real, que vão ser parametrizados ao programa de simulação utilizando o OpenDSS, complementando o conceito exposto na secção 3.3.2 deste trabalho.

A rede de distribuição real é composta por um transformador de distribuição de baixa tensão e um transformador alocado na subestação elétrica, que está presente no sistema com as características apresentadas na Tabela A1.

Tabela 16- Parâmetros do transformador de potência de baixa tensão da rede elétrica real

Transformador	kVA	Tensão primária (Kv)	Tensão no secundário (Kv)	Conexão	R (Resistência) - %	X (Reatância) - %
Subestação	5,000	69	13,8	Delta - Estrela aterrada Δ - Y	1	5
Transformador de distribuição	75	13,8	0,395	Estrela aterrada - Estrela aterrada Y - Y	1,1	2

Fonte: Autoria Própria

A Tabela A2 exhibe os parâmetros das linhas de distribuição existentes no sistema de distribuição real adotado. São apresentadas as barras em que cada linha está conectada, o tipo do condutor das fases e o comprimento das linhas.

Tabela 17- Linhas no sistema de distribuição real de baixa tensão

LINHA	Barra 1	Barra 2	Comprimento (m)	Condutor por Fase (mm)
Linha_Barra01Barra02	Barra01	Barra02	40,0	70,0
Linha_Barra02Barra03	Barra02	Barra03	40,0	70,0
Linha_Barra03Barra04	Barra03	Barra04	40,0	70,0
Linha_Barra04Barra05	Barra04	Barra05	40,0	70,0
Linha_Barra05Barra06	Barra05	Barra06	40,0	70,0
Linha_Barra06Barra07	Barra06	Barra07	40,0	70,0
Linha_Barra07Barra08	Barra07	Barra08	40,0	70,0
Linha_Barra08Barra09	Barra08	Barra09	40,0	70,0
Linha_Barra09Barra10	Barra09	Barra10	40,0	70,0
Linha_Barra02Barra11	Barra02	Barra11	40,0	70,0
Linha_Barra11Barra12	Barra11	Barra12	20,0	70,0
Linha_Barra12Barra13	Barra12	Barra13	40,0	70,0
Linha_Barra13Barra14	Barra13	Barra14	40,0	70,0

Linha_Barra14Barra15	Barra14	Barra15	40,0	70,0
Linha_Barra15Barra16	Barra15	Barra16	40,0	70,0
Linha_Barra16Barra17	Barra16	Barra17	40,0	70,0
Linha_Barra17Barra18	Barra17	Barra18	40,0	70,0
Linha_Barra18Barra19	Barra18	Barra19	40,0	70,0
Linha_Barra19Barra20	Barra19	Barra20	40,0	70,0
Linha_Barra05Barra17	Barra05	Barra17	40,0	70,0

Fonte: Autoria própria

As características das cargas do sistema são expostas na Tabela A3; como a nomenclatura de cada carga está relacionada ao barramento a que a mesma encontra-se conectada, por exemplo, a carga 1 está conectada ao sistema de distribuição através do barramento 01. Também na Tabela A3 são evidenciados os tipos de conexão para cada carga, informando se ela é trifásica ou monofásica; lembra-se que as cargas são de potência constante e com fator de potência igual a 0,92. Além disso, a tensão de base das cargas é 220 V.

Tabela 18- Cargas no sistema de distribuição real de baixa tensão

Carga	Barra referência/Conexão	Tipo de conexão	Carga	Barra referência/Conexão	Tipo de conexão
Carga,c1a	Barra01 FaseANeutral	Monofásica	Carga,c101a	Barra11/ FaseANeutral	Monofásica
Carga,c2b	Barra01 FaseBNeutral	Monofásica	Carga,c102b	Barra11/ FaseBNeutral	Monofásica
Carga,c3c	Barra01 FaseCNeutral	Monofásica	Carga,c103c	Barra11/ FaseCNeutral	Monofásica
Carga,c4a	Barra01 FaseANeutral	Monofásica	Carga,c104a	Barra11/ FaseANeutral	Monofásica
Carga,c5b	Barra01 FaseBNeutral	Monofásica	Carga,c105b	Barra11/ FaseBNeutral	Monofásica
Carga,c6c	Barra01 FaseCNeutral	Monofásica	Carga,c106c	Barra11/ FaseCNeutral	Monofásica
Carga,c7a	Barra01 FaseANeutral	Monofásica	Carga,c107a	Barra11/ FaseANeutral	Monofásica
Carga,c8b	Barra01 FaseBNeutral	Monofásica	Carga,c108b	Barra11/ FaseBNeutral	Monofásica
Carga,c9c	Barra01 FaseCNeutral	Monofásica	Carga,c109c	Barra11/ FaseCNeutral	Monofásica
Carga,c10a	Barra01 FaseANeutral	Monofásica	Carga,c110a	Barra11/ FaseANeutral	Monofásica
Carga,c11b	Barra01 FaseBNeutral	Monofásica	Carga,c111b	Barra11/ FaseBNeutral	Monofásica
Carga,c12c	Barra01 FaseCNeutral	Monofásica	Carga,c112c	Barra11/ FaseCNeutral	Monofásica
Carga,c13a	Barra01 FaseANeutral	Monofásica	Carga,c113a	Barra11/ FaseANeutral	Monofásica
Carga,c14a	Barra02/ FaseANeutral	Monofásica	Carga,c114a	Barra12/ FaseANeutral	Monofásica
Carga,c15b	Barra02/ FaseBNeutral	Monofásica	Carga,c115b	Barra12/ FaseBNeutral	Monofásica
Carga,c16c	Barra02/ FaseCNeutral	Monofásica	Carga,c116c	Barra12/ FaseCNeutral	Monofásica
Carga,c17a	Barra02/ FaseANeutral	Monofásica	Carga,c117a	Barra12/ FaseANeutral	Monofásica
Carga,c18b	Barra02/ FaseBNeutral	Monofásica	Carga,c118b	Barra12/ FaseBNeutral	Monofásica
Carga,c19c	Barra02/ FaseCNeutral	Monofásica	Carga,c119c	Barra12/ FaseCNeutral	Monofásica
Carga,c20a	Barra02/ FaseANeutral	Monofásica	Carga,c120a	Barra12/ FaseANeutral	Monofásica
Carga,c21b	Barra02/ FaseBNeutral	Monofásica	Carga,c121b	Barra12/ FaseBNeutral	Monofásica
Carga,c22c	Barra02/ FaseCNeutral	Monofásica	Carga,c122c	Barra12/ FaseCNeutral	Monofásica
Carga,c23a	Barra02/ FaseANeutral	Monofásica	Carga,c123a	Barra12/ FaseANeutral	Monofásica
Carga,c24a	Barra03/ FaseANeutral	Monofásica	Carga,c124b	Barra12/ FaseBNeutral	Monofásica
Carga,c25b	Barra03/ FaseBNeutral	Monofásica	Carga,c125c	Barra12/ FaseCNeutral	Monofásica
Carga,c26c	Barra03/ FaseCNeutral	Monofásica	Carga,c126a	Barra13/ FaseANeutral	Monofásica
Carga,c27a	Barra03/ FaseANeutral	Monofásica	Carga,c127b	Barra13/ FaseBNeutral	Monofásica
Carga,c28b	Barra03/ FaseBNeutral	Monofásica	Carga,c128c	Barra13/ FaseCNeutral	Monofásica
Carga,c29c	Barra03/ FaseCNeutral	Monofásica	Carga,c129a	Barra13/ FaseANeutral	Monofásica
Carga,c30a	Barra03/ FaseANeutral	Monofásica	Carga,c130b	Barra13/ FaseBNeutral	Monofásica

Carga,c85c	Barra08/ FaseCNeutro	Monofásica	Carga,c185c	Barra19/ FaseCNeutro	Monofásica
Carga,c86a	Barra09/ FaseANeutro	Monofásica	Carga,c186a	Barra19/ FaseANeutro	Monofásica
Carga,c87b	Barra09/ FaseBNeutro	Monofásica	Carga,c187b	Barra19/ FaseBNeutro	Monofásica
Carga,c88c	Barra09/ FaseCNeutro	Monofásica	Carga,c188c	Barra19/ FaseCNeutro	Monofásica
Carga,c89a	Barra09/ FaseANeutro	Monofásica	Carga,c189a	Barra19/ FaseANeutro	Monofásica
Carga,c90b	Barra09/ FaseBNeutro	Monofásica	Carga,c190b	Barra19/ FaseBNeutro	Monofásica
Carga,c91c	Barra09/ FaseCNeutro	Monofásica	Carga,c191c	Barra19/ FaseCNeutro	Monofásica
Carga,c92a	Barra09,1,2,3,4 / Fase ABCNeutro	Trifásica	Carga,c192a	Barra19/ FaseANeutro	Monofásica
Carga,c93a	Barra10/ FaseANeutro	Monofásica	Carga,c193a	Barra20/ FaseANeutro	Monofásica
Carga,c94b	Barra10/ FaseBNeutro	Monofásica	Carga,c194b	Barra20/ FaseBNeutro	Monofásica
Carga,c95c	Barra10/ FaseCNeutro	Monofásica	Carga,c195c	Barra20/ FaseCNeutro	Monofásica
Carga,c96a	Barra10/ FaseANeutro	Monofásica	Carga,c196a	Barra20/ FaseANeutro	Monofásica
Carga,c97b	Barra10/ FaseBNeutro	Monofásica	Carga,c197b	Barra20/ FaseBNeutro	Monofásica
Carga,c98c	Barra10/ FaseCNeutro	Monofásica	Carga,c198c	Barra20/ FaseCNeutro	Monofásica
Carga,c99abc	Barra10,1,2,3,4 / Fase ABCNeutro	Trifásica	Carga,c199a	Barra20/ FaseANeutro	Monofásica
Carga,c100abc	Barra10,1,2,3,4 / Fase ABCNeutro	Trifásica	Carga,c200b	Barra20/ FaseBNeutro	Monofásica
			Carga,c201c	Barra20/ FaseCNeutro	Monofásica
			Carga,c202abc	Barra20,1,2,3,4 / Fase ABC Neutro	Trifásica

Fonte: Autoria própria