

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

CRISTIANO PEREIRA

JARDEL DE JESUS DA ROCHA MORAES

**IMPACTO DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UMA
INSTALAÇÃO RURAL SOB O ASPECTO DA QUALIDADE DA
ENERGIA**

CURITIBA

2022

**CRISTIANO PEREIRA
JARDEL DE JESUS DA ROCHA MORAES**

**IMPACTO DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UMA
INSTALAÇÃO RURAL SOB O ASPECTO DA QUALIDADE DA
ENERGIA**

**Impact of inserting photovoltaic generation in a rural installation
from the point of view of energy quality**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação apresentado como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica do Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Eloi Rufato Júnior

**CURITIBA
2022**



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Esta licença permite compartilhamento, remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, mesmo para fins comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es). Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

**CRISTIANO PEREIRA
JARDEL DE JESUS DA ROCHA MORAES**

**IMPACTO DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UMA
INSTALAÇÃO RURAL SOB O ASPECTO DA QUALIDADE DA
ENERGIA**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação apresentado como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica do Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Data de aprovação: 15/junho/2022

Eloi Rufato Junior
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Marcelo Barcik
Mestrado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Nastasha Salame da Silva
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

**CURITIBA
2022**

Eu, Jardel, dedico esse trabalho a minha esposa Karina Lepechacki por todo apoio prestado para conclusão deste sonho.

Eu, Cristiano, dedico esse trabalho a minha esposa e a minha família.

AGRADECIMENTOS

Eu, Cristiano, agradeço a Deus, pela minha vida, pela paciência e pela perseverança, sem isso eu não teria chegado até aqui.

Agradeço a toda a minha família, amigos e professores que contribuíram para a minha formação, seja com ensinamentos ou com o apoio incondicional.

Eu, Jardel, agradeço primeiramente a Deus por ter me dado força para continuar a cada empecilho encontrado.

Em segundo lugar agradeço a minha esposa Karina Lepechacki por ter me auxiliado incondicionalmente nos momentos mais difíceis durante o curso e também por ter me dado todo o suporte possível na conclusão do mesmo.

Por fim, agradeço a minha família, professores, servidores da UTFPR e amigos por todo auxílio direto ou indireto prestado para minha formação

Também agradecemos ao nosso professor orientador Eloi Rufato Junior pelo auxílio na construção do nosso trabalho.

Não podemos resolver nossos problemas
com o mesmo pensamento que tínhamos
quando os criamos. (Albert Einstein)

RESUMO

Os Sistemas de Geração Fotovoltaica (SGFV) têm sido cada vez mais utilizados para gerar eletricidade a partir de fontes renováveis, atraindo um interesse crescente. Recentemente, as instalações de microgeração fotovoltaica conectadas à rede em residências individuais aumentaram devido às políticas governamentais e à maior atenção da indústria. Como os sistemas de distribuição de Baixa Tensão (BT) foram construídos para fazer o fluxo de energia em uma direção, a alimentação de energia da geração fotovoltaica em redes rurais de baixa tensão pode influenciar a Qualidade de Energia Elétrica (QEE), bem como a operação e a confiabilidade das instalações. Nesse contexto, o presente trabalho estudou efeitos da inserção da geração fotovoltaica em uma instalação rural com fornecimento em baixa tensão sob o aspecto da qualidade de energia. Primeiramente, foi elaborada uma revisão bibliográfica sobre os sistemas de geração fotovoltaicos, seus conceitos, componentes, às normas aplicáveis, assim como dos aspectos normativos referentes a qualidade de energia para sistemas em baixa tensão. Posteriormente, foi desenvolvida uma modelagem representativa do sistema por meio do *software Electrical Power System Analysis Software* (ETAP) e realizadas simulações para averiguação do comportamento do sistema. Por fim, foi feita uma análise em relação aos resultados obtidos nas simulações comparando-os com análises já realizadas e validadas na literatura. Os principais resultados se deram em relação à contribuição para os harmônicos na instalação por parte do SGFV em determinadas configurações dos inversores. Onde, o modelo de inversor BB-ACS600 6P demonstrou uma taxa TDH de 11,14% e o modelo Rockwell 12 Pulse VFD obteve-se um nível de TDH de aproximadamente 6,97%. Já a contribuição do SGFV para o nível de tensão da instalação, elevou de 200 V para 202 V o nível de tensão no barramento de carga, evidenciando uma vantagem para utilização do mesmo.

Palavras-chave: geração distribuída; geração fotovoltaica; proteção de sistemas de elétricos; qualidade de energia.

ABSTRACT

Photovoltaic Generation Systems (PV) have been increasingly used to generate electricity from renewable sources, attracting growing interest. Recently, grid-connected photovoltaic microgeneration installations in individual households have increased due to government policies as well as increased attention from the industry. As *Low Voltage* (LV) distribution systems were built to make power flow in one direction, the power supply of photovoltaic generation in rural low voltage networks can influence *Power Quality* (PQ) as well as operation and the reliability of the facilities. In this context, the present work studied the effects of the insertion of photovoltaic generation in a rural installation with medium voltage supply under the aspect of energy quality. Firstly, a bibliographic review was prepared on photovoltaic generation systems, their concepts, components, applicable standards, as well as normative aspects regarding power quality for low voltage systems. Subsequently, a representative modeling of the system was developed using the ETAP software and simulations were carried out to investigate the behavior of the system. Finally, an analysis was made in relation to the results obtained in the simulations, comparing them with analyzes already carried out and validated in the literature. The main results were in relation to the contribution to harmonics in the installation by the SGFV in certain inverter configurations. Where, the BB-ACS600 6P inverter model demonstrated a TDH rate of 11.14% and the Rockwell 12 Pulse VFD model achieved a TDH level of approximately 6.97%. The contribution of the SGFV to the voltage level of the installation, raised the voltage level on the load bus from 200 V to 202 V, showing an advantage for its use.

Keywords: distributed generation; photovoltaic generation; electrical system protection; power quality.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Ilustração de um sistema de geração fotovoltaica de energia elétrica	20
Figura 2 – Sistema de microgeração conectado a rede elétrica	21
Figura 3 – Analisador de tensão	27
Figura 4 – Diagrama elétrico de usina fotovoltaica isolada	31
Figura 5 – Diagrama de estrutura do sistema fotovoltaico conectado a rede . .	32
Figura 6 – Sistema <i>Off Grid e On Grid</i>	33
Figura 7 – Medição bidirecional de registros independentes com a utilização de um medidor bidirecional	34
Figura 8 – Inversor de frequência	35
Figura 9 – Interface inicial do ETAP	44
Figura 10 – Barra de componentes ETAP	45
Figura 11 – Barra de ferramentas para análise	46
Figura 12 – Funcionalidades inerentes ao Fluxo de Potência	47
Figura 13 – Funcionalidades inerentes a Curto-circuito	48
Figura 14 – Parametrização de um alimentador de potência no ETAP	49
Figura 15 – Parametrização de impedância no ETAP	50
Figura 16 – Parametrização de barramento no ETAP	51
Figura 17 – Parametrização de carga no ETAP	51
Figura 18 – Parametrização de transformador de potência no ETAP	52
Figura 19 – Parametrização de chave fusível no ETAP	53
Figura 20 – Parametrização de disjuntor de baixa tensão no ETAP	54
Figura 21 – Parametrização de cabos no ETAP	55
Figura 22 – Parametrização de placa solar no ETAP	57
Figura 23 – Parametrização da potência do sistema solar no ETAP	57
Figura 24 – Parametrização de inversor de frequência no ETAP	58
Figura 25 – Perfil de tensão com a presença de alta penetração de GD	61
Figura 26 – Gráfico de ocorrência das medições de tensão	66
Figura 27 – Modelo de ligação da Copel para geração distribuída com fornecimento em média tensão para geração de até 75 kW na BT com o uso de inversor	67

Figura 28 – Modelo de simulação do circuito no ETAP	68
Figura 29 – Tensão de entrega com baixo nível de carga no circuito alimentador	70
Figura 30 – Tensão de entrega com alto nível de carga no circuito alimentador .	72
Figura 31 – Análise do perfil de tensão no Barramento de carga com a inserção do SFCR	73
Figura 32 – Análise de curto-circuito monofásico na fase A no ponto de conexão	77
Figura 33 – Exemplo de aumento do nível de curto-circuito em função da contri- buição da GD	79
Figura 34 – Análise de curto-circuito trifásico na barra de conexão	80
Figura 35 – Análise de curto-circuito trifásico na barra de carga	81
Figura 36 – Análise de curto-circuito trifásico na barra do SFCR	82
Figura 37 – Análise de harmônicos sem o Sistema fotovoltaico	85
Figura 38 – Análise de harmônicos com modelo de inversor ABB-ACS600 6P . .	86
Figura 39 – Análise de harmônicos com modelo de inversor Rockwell 12 Pulse VFD	88

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Gráfico de Tensão	28
Gráfico 2 – Gráfico de tensão em 3D	28
Gráfico 3 – Formato da onda de tensão para a Barra 2 do sistema com utilização do modelo de inversor ABB-ACS600 6P	87
Gráfico 4 – Formato da onda de tensão para a Barra 2 do sistema com utilização do modelo de inversor Rockwell 12 Pulse VFD	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV	24
Tabela 2 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (127/220)	24
Tabela 3 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (127/254))	24
Tabela 4 – Resumo dos resultados para medições no Local de estudo.	63
Tabela 5 – Limites de DRP e DRC	64
Tabela 6 – Histograma de tensões	65
Tabela 7 – Limites para o indicador de desequilíbrio de tensão	76
Tabela 8 – Tensões de linha para as barras 1 e 2 com curto-circuito monofásico no ponto de conexão	78
Tabela 9 – Indicadores de distorções harmônicas	83
Tabela 10 – Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental)	84

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Desafios encontrados para integração de GD nos sistemas de distribuição	59
--	----

LISTA DE SIGLAS

Siglas

A	Ampére
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BC	Banco de Capacitor
BCs	Bancos de Capacitores
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCD	Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição
COD	Centro de Operação da Distribuição
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
DRC	Duração Relativa de Tensão Crítica
DRP	Duração Relativa de Tensão Precária
EFV	Energia Solar Fotovoltaica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ETAP	<i>Electrical Power System Analysis Software</i>
FP	Fator de Potência
GD	Geração Distribuída
GFV	Geração Fotovoltaica

Hz	<i>Hertz</i>
Icc	Corrente de Curto-Circuito
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
KA	Quilo Ampére
KV	<i>Quilo Volts</i>
kWp	<i>Quilowatt Pico</i>
LT	Linha de Transmissão
LV	<i>Low Voltage</i>
MIGDI	Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica
MT	Média Tensão
MT	Média Tensão
MVA	Mega Volt-Ampére
MWp	<i>Megawatt Pico</i>
NBR	Norma Brasileira
NT	Nota Técnica
NTC	Norma Técnica Copel
ONS	Operador Nacional do Sistema
PQ	<i>Power Quality</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PV	<i>Photovoltaic Generation Systems</i>
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
RN	Resolução Normativa
SE	Subestação
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
SF	Sistema Fotovoltaico

SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SGFV	Sistemas de Geração Fotovoltaica
SIGFI	Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPDA	Sistema de Proteção Contra Descarga Atmosférica
TDH	Taxa de Distorção Harmônica Total
UFVs	Usinas Fotovoltaicas
UPS	<i>Uninterruptible Power Supply (No-Breaks)</i>
V	<i>Volt</i>
Vdc	Tensão Contínua
VTCD	Variações de Tensão de Curta Duração
VVC	<i>Volt/Var Control</i>
W	<i>Watt</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	Tema	19
1.1.1	Delimitação do Tema	23
1.2	Problemas e Premissas	23
1.3	Objetivos	25
1.3.1	Objetivo Geral	25
1.3.2	Objetivos Específicos	25
1.4	Justificativa	25
1.5	Procedimentos Metodológicos	26
1.6	Estrutura do Trabalho	29
2	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E QUALIDADE DE ENERGIA	30
2.1	Conceito	30
2.2	Sistema Fotovoltaico Isolado	30
2.3	Sistema Fotovoltaico Conectado	31
2.4	Tecnologia dos Painéis Fotovoltaicos	34
2.5	Tecnologia dos Inversores de Frequência	35
2.6	Normas Aplicáveis	36
2.7	Conexão Com a Rede	38
2.8	Qualidade da Energia	39
3	FERRAMENTA DE MODELAGEM E SIMULAÇÃO	43
3.1	Electrical Power System Analysis & Operation – ETAP	43
3.2	Funcionamento	43
3.3	Modelagem de Componentes da Rede Elétrica no ETAP	48
3.4	Modelagem e Parametrização de Alimentador (<i>Power Grid</i>) no ETAP	49
3.5	Modelagem e Parametrização de Impedância no ETAP	50
3.6	Modelagem e Parametrização de Barramentos no ETAP	50
3.7	Modelagem e Parametrização de Carga no ETAP	51
3.8	Modelagem e Parametrização de Transformador no ETAP	51

3.9	Modelagem e Parametrização de Chave Fusível no ETAP	52
3.10	Modelagem e Parametrização de Disjuntores BT no ETAP	53
3.11	Modelagem e Parametrização de Cabos no ETAP	54
3.12	Modelagem e Parametrização de Sistema Fotovoltaico no ETAP	55
4	IMPACTO DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA SOB O ASPECTO DA QUALIDADE DA ENERGIA	59
4.1	Qualidade do Nível de Tensão	60
4.2	Harmônicos	61
5	MODELAGEM E SIMULAÇÃO DA INSTALAÇÃO NO ETAP	63
5.1	Dados Coletados no Circuito Alimentador	63
5.2	Modelo de Simulação	66
5.3	Variações de Tensão no Sistema	69
5.3.1	Variações de Tensão em Relação ao Nível de Carga	69
5.3.2	Afundamentos de Tensão	73
5.3.3	Flutuação de Tensão	74
5.3.4	Desequilíbrio de tensão	75
5.4	Análise de Curto-circuito Trifásico	78
5.5	Análise de Harmônicos	83
6	CONCLUSÃO	91
6.1	Sugestões de Trabalhos Futuros	92
	REFERÊNCIAS	93
	ANEXO A FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM POTÊNCIA IGUAL OU INFERIOR A 10 KW	100
	ANEXO B FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM POTÊNCIA SUPERIOR A 10 KW	102
	ANEXO C FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MINIGERAÇÃO	104

1 INTRODUÇÃO

1.1 Tema

Nos últimos anos houve um crescimento significativo da Geração Distribuída (GD) no Brasil. Isso ocorreu devido a incentivos do governo e da Resolução Normativa (RN) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) N° 482 de 17 de abril de 2012 e posteriormente com a RN N° 687 de 2015, a qual alterou a RN N° 482.

A RN N° 482/2012 regulamenta que o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis e fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua cidade. Nesse contexto, segundo a ANEEL, a GD é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte a partir de fontes renováveis, ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica.

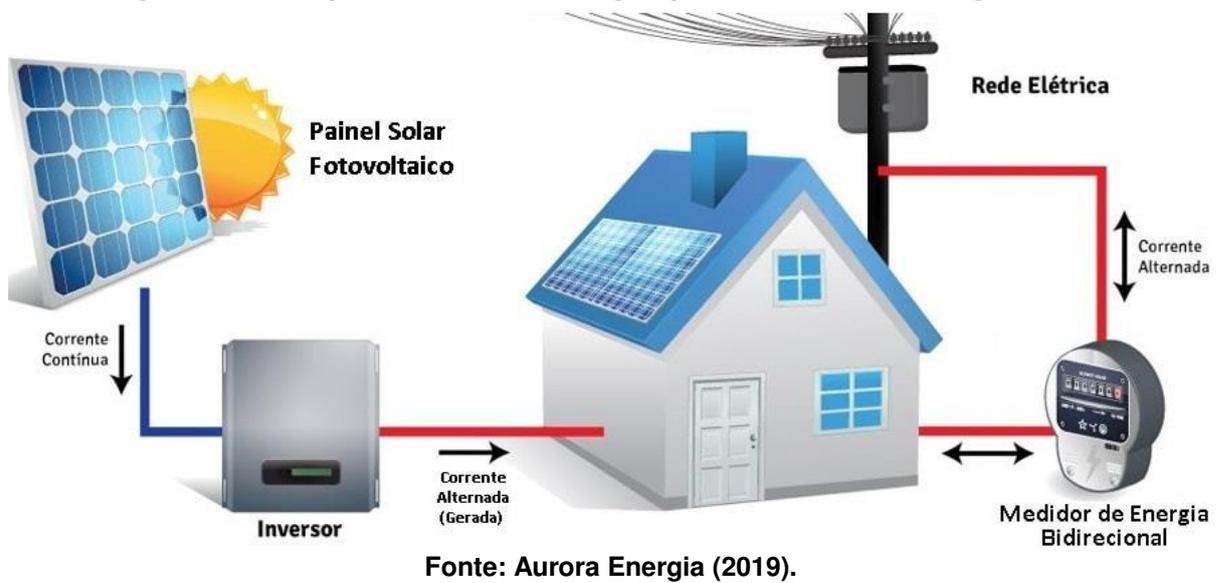
Também, devido ao desenvolvimento tecnológico e ao aumento da procura de fontes alternativas de geração por parte do consumidor, houve uma diminuição dos preços para se adquirir os sistemas de geração fotovoltaicos. Além disso, com seu alto grau de sustentabilidade, a geração distribuída já se consolidou como uma nova alternativa de geração de energia nos domicílios e empresas brasileiras. Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2019), o número de conexões de micro e minigeração de energia chegou a mais de 20 mil instalações em janeiro de 2018.

Tendo em vista esse mercado em expansão, surgem novos desafios perante ao crescimento do número de instalações com GD. Pois, a partir da inserção dessas fontes de energia em circuitos já existentes podem ser alterados os parâmetros de proteção destes, sendo necessário adequar o sistema para a nova realidade. Por outro lado, ao inserir uma fonte de potência no circuito, pode-se aliviar o sistema em determinadas regiões, bem como, ajustar os níveis de tensão em ramos finais do circuito, como em caso de propriedades rurais.

Para conectar uma GD na rede elétrica é necessário seguir os padrões da ANEEL e a Norma Brasileira (NBR), segue algumas das principais: NBR 5410, NBR 16690, NBR 16149, NBR 16150, NBR 16274, NBR Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC) 62116. Também, se faz necessário seguir os procedimentos exigidos pela concessionária de energia do estado e/ou município que irá conectar a sua GD, no caso do estado do Paraná a concessionária é a Companhia Paranaense de Energia (COPEL) e a norma utilizada é a Norma Técnica Copel (NTC) 905200.

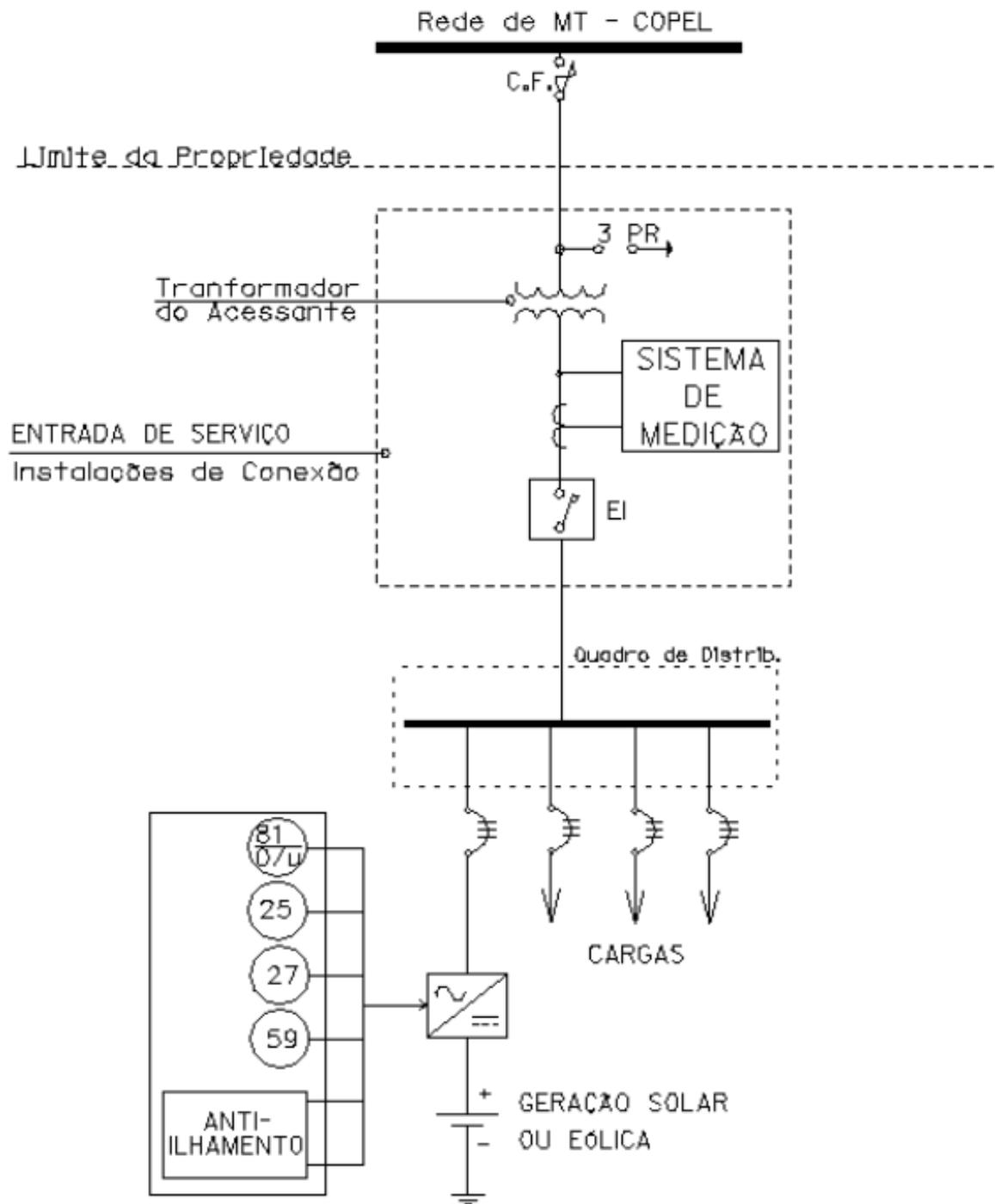
A Figura 1 mostra o esquema de funcionamento para um sistema de geração fotovoltaica conectado à rede elétrica.

Figura 1 – Ilustração de um sistema de geração fotovoltaica de energia elétrica



Já na Figura 2, têm-se um exemplo de diagrama unifilar para um sistema de geração fotovoltaica conectado à rede. Segundo Waenga e Pinto (2016), no sistema conectado à rede não há a necessidade de instalação de baterias, pois, a energia gerada pelo Sistema Fotovoltaico (SF) não consumida é injetada na rede de distribuição.

Figura 2 – Sistema de microgeração conectado a rede elétrica



Fonte: COPEL NTC 905200 (2014).

A Geração Fotovoltaica (GFV) se dá pela conversão de energia solar fotovoltaica em energia elétrica utilizando-se células fotovoltaicas. Essas células são elaboradas de materiais que podem transformar a radiação solar diretamente em energia elétrica pelo efeito fotovoltaico.

A Energia Solar Fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade. O dispositivo base para a conversão da luz em energia elétrica é a célula fotovoltaica que, através do efeito fotovoltaico, converte diretamente energia solar em elétrica. O efeito fotovoltaico definido por Edmond Becquerel, em 1839, é o aparecimento de uma diferença de potencial, produzida pela absorção da luz, nos extremos de uma estrutura de material semicondutor. (IMHOFF, 2007)

E o que é a qualidade da energia?

Segundo Deckmann e Pomilio, define-se a qualidade de energia (QEE) como sendo uma medida utilizada pelos consumidores, de quanto a energia está sendo bem usufruída. Essa medida inclui características de continuidade e de conformidade com alguns parâmetros considerados necessários para a operação segura, tanto do sistema fornecedor como das cargas elétricas. Entre os parâmetros a considerar tem-se:

- Distorções;
- Flutuações de tensão;
- Variações de tensão de curta duração;
- Desequilíbrio de sistemas trifásicos;
- Transitórios rápidos.

Devido à reformulação que o setor elétrico vem sofrendo, aumenta a preocupação com a QEE, e esse é um dos papéis do monitoramento e da análise da qualidade de energia elétrica.

Nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) da ANEEL, agência que regula a energia elétrica no país, em seu Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica trata da Qualidade do Produto (energia elétrica), da Qualidade do Serviço e da Qualidade do Tratamento das Reclamações. Na seção 8.1 do módulo são definidos os objetivos que tratam a qualidade e os fenômenos da qualidade envolvidos em regime permanente ou transitório. Em regime permanente: a tensão, o fator de potência, os harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de frequência. No regime transitório: as Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD). Neste trabalho, o foco principal se dará na qualidade do produto diante da inserção de GFV.

No estudo de Teixeira *et al.* (2015), foi observado uma redução das perdas ativas totais do sistema devido à inserção da geração fotovoltaica. Ademais, foi constatada uma melhora da tensão no barramento de fornecimento ao cliente sem o uso de algum método para corrigi-la.

Segundo Lachovicz (2018), a tecnologia moderna de inversores de corrente permite com o estabelecimento de um controle adequado que a GFV produza potência reativa, semelhante aos Bancos de Capacitores (BCs), através de ajustes adequados do Fator de Potência (FP) operativo de inversores de corrente que estão acoplados nas GFV.

Segundo Rufato Junior (2015), a contribuição em uma falta de energia não é grande com uma pequena unidade de GD. No entanto, com a soma de várias unidades, pode-se alterar os níveis de curto-circuito de maneira que cause descoordenações na proteção, podendo afetar a confiabilidade e segurança do sistema de distribuição de energia. Por outro lado, em áreas rurais a inserção de GD pode ser benéfica, pois em circuitos com alta impedância, uma elevação do nível do curto-circuito pode melhorar a diferenciação entre a corrente de falta e a de carga.

1.1.1 Delimitação do Tema

Este trabalho de conclusão de curso delimitou-se em pesquisar e simular os efeitos da inserção da geração fotovoltaica em uma instalação rural, sob o aspecto da qualidade de energia, coletando dados do local estudado e utilizando *software* para simulações.

1.2 Problemas e Premissas

Desde o descobrimento da energia elétrica, um problema recorrente foi estabilizar os níveis de tensão de um sistema sem grandes perdas, seja para a transmissão da energia ou para a sua distribuição a seus consumidores finais. Devido às perdas no decorrer das linhas de transmissão ou de distribuição, poderá chegar ao consumidor uma tensão que nem sempre é a desejada.

No PRODIST – MÓDULO 8 em seu ANEXO I: Faixas de Classificação de Tensões – Tensões de Regime Permanente nos traz as informações dos níveis de tensão adequados, conforme mostra a Tabela 1 necessária para a análise:

Tabela 1 – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV

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

Fonte: Adaptado de ANEEL- PRODIST - Módulo 8 (2018).

Na Tabela 2, têm-se as faixas de tensão adequada, precária e crítica, para consumidores monofásicos e bifásicos.

Tabela 2 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (127/220)

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

Fonte: Adaptado de ANEEL- PRODIST - Módulo 8 (2018).

Na Tabela 3, têm-se as faixas de tensão adequada, precária e crítica, para consumidores monofásicos e bifásicos.

Tabela 3 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (127/254)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação de Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(234 \leq TL \leq 267) / (117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(221 \leq TL \leq 234)$ ou $(267 \leq TL \leq 269)$ $(110 \leq TL \leq 117)$ ou $(133 \leq TL \leq 135)$
Crítica	$(TL \leq 221$ ou $TL > 269) / (TL < 110$ ou $TL > 135)$

Fonte: Adaptado de ANEEL- PRODIST - Módulo 8 (2018).

Portanto, a partir desses padrões estipulados se analisará os possíveis problemas ou benefícios causados sob o aspecto da qualidade de energia com a inserção de uma geração fotovoltaica em uma instalação rural através de simulações com *software* ETAP e posterior análise dos resultados.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

Estudar os efeitos da inserção da geração fotovoltaica em uma instalação rural sob o aspecto da qualidade de energia.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Simular, utilizando o *software* ETAP, casos onde a tensão da instalação rural seja afetada devido ao nível de carga no sistema da concessionária sem a GFV e com a GFV conectada;
- Coletar dados com analisador de tensão numa instalação rural;
- Simular, utilizando o *software* ETAP, as correntes de curto-circuito trifásicas na instalação sem a GFV e com a GFV conectada;
- Simular, utilizando o *software* ETAP, os parâmetros de qualidade de energia da instalação sem a GFV e com a GFV conectada, quando possível;
- Analisar os possíveis impactos em relação à qualidade de energia envolvendo o sistema;
- Realizar conclusões acerca da pesquisa desenvolvida.

1.4 Justificativa

A previsão de aumento contínuo dos níveis de consumo de energia elétrica associada aos altos custos com a geração de energia por termelétrica no país, onde, em contra partida, é observada uma diminuição contínua no custo de implantação de Sistema Fotovoltaico Conectado (SFCR), faz dessa tecnologia uma alternativa completamente viável para redução de custos com energia elétrica (GREENER, 2020).

Segundo o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB) (2014), o aumento da produção chinesa no ramo de equipamentos para sistemas fotovoltaicos tem impulsionado o mercado e diminuído os preços. Além disso, tem-se aumentado os aportes em investimento para pesquisas na área de energia solar, o que possibilita o desenvolvimento de células solares cada vez mais eficientes e com menor custo de fabricação, favorecendo o uso dos sistemas como fonte alternativa para geração de energia (SIQUEIRA; SANTOS, 2016).

Também, algumas vantagens dos SFCR podem ser citadas, sendo elas o fácil manuseio para instalação, possuem um custo cada vez menor, pouca manutenção, apresentam mínimo impacto ambiental em operação, além de que podem ser instalados em áreas inutilizadas como telhados de edificações (CRESESB, 2014). Para Pereira *et al.* (2017), o Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª edição (2017) mostra que os potenciais fotovoltaicos no país são expressivos, onde, até mesmo nos lugares com menores índices de radiação solar é viável a geração por sistemas solares.

Apesar de inúmeras vantagens, uma enorme inserção de SFCR no Sistemas Elétricos de Potência (SEP) pode impactar consideravelmente nos parâmetros de fluxo de potência, variação de tensão para os consumidores e pode ocasionar descoordefações dos sistemas de proteção da rede elétrica (MARANGONI, 2012).

Para manter os níveis de tensão conforme o padrão exigido pela ANEEL para baixa, média, ou alta tensão, são necessários uma série de investimentos para construção e instalação de equipamentos conforme necessidade de adequação da rede no decorrer da vida útil da mesma. Geralmente, a adequação é necessária devido o aumento da carga no sistema. Além disso, como já existe uma queda de tensão pelo próprio cabo conforme a distância da linha, não se poderia simplesmente elevar a tensão na saída da subestação.

Nesse âmbito, o presente trabalho visa contribuir para o desenvolvimento dos estudos relacionados a análise dos impactos da inserção de sistemas fotovoltaicos conectados a rede de distribuição através da modelagem de simulação de um sistema representativo instalado em uma propriedade rural por meio do *software* ETAP e posterior análise dos resultados.

1.5 Procedimentos Metodológicos

Foi realizado um estudo num determinado circuito alimentador de distribuição de energia elétrica da COPEL em que haviam problemas com quedas de tensão com perdas na linha com o intuito de problematizar a situação de estudo da presente pesquisa. Para isso, foram efetuadas medições em campo para verificar esses níveis de tensão e possíveis distorções harmônicas presente no sistema. Posteriormente, foi implementado a modelagem do circuito equivalente e foram efetuadas simulações com o *software* ETAP para averiguar o comportamento do sistema perante inserção da GFV.

As leituras efetuadas na rede foram conforme o padrão do PRODIST - Módulo 8, que informa a necessidade de 1008 (mil e oito) leituras válidas, ou seja, leituras com valores de tensão, pois se houve falta de energia ele marcou uma leitura inválida, no caso sem tensão. Essas leituras foram captadas pelo equipamento a cada 10 minutos, exceto caso tiveram um intervalo de leituras inválidas, que foram expurgadas.

Um equipamento utilizado nas medições iniciais foi o IMS *Power Quality* modelo *PowerNET P-300*, conforme mostrado na Figura 3:

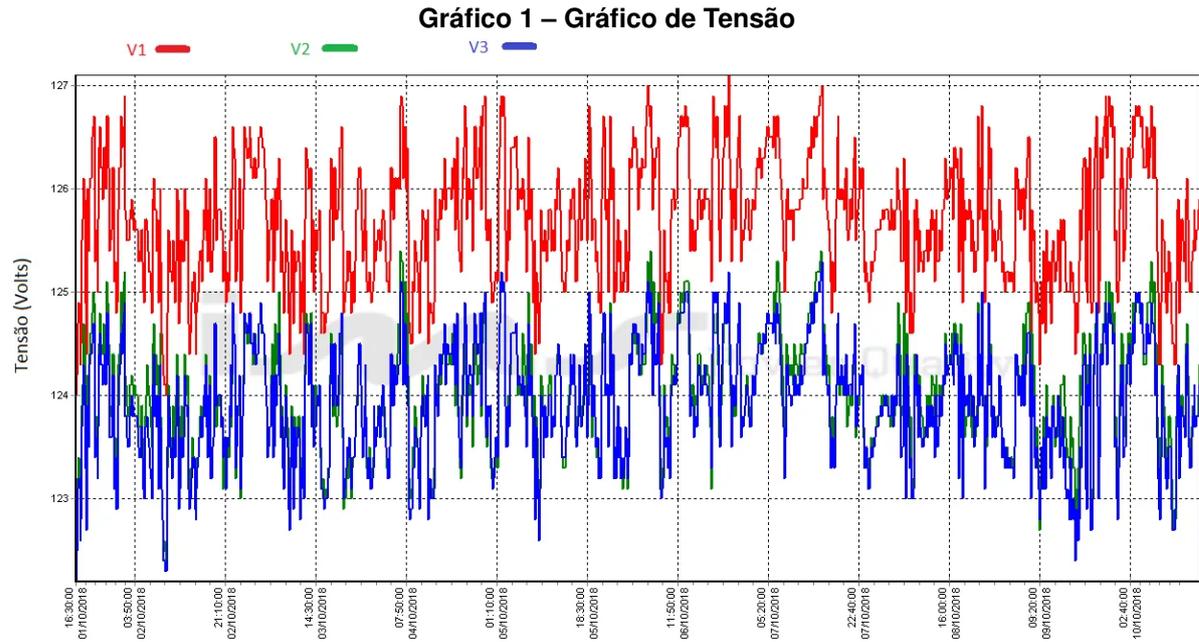
Figura 3 – Analisador de tensão



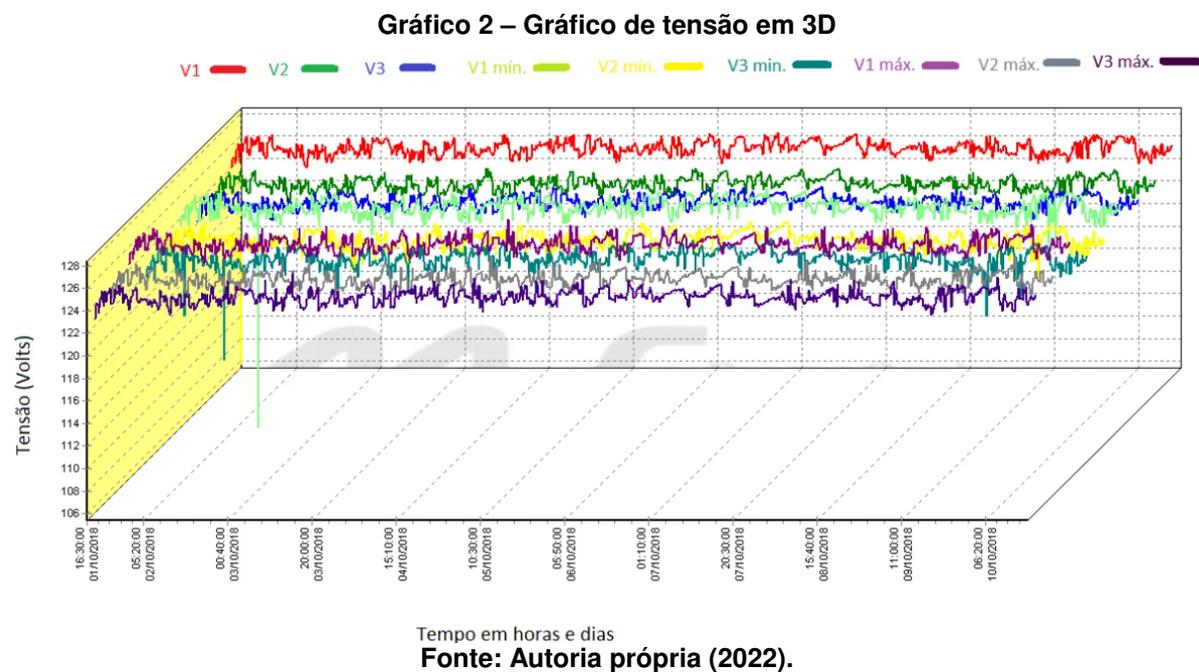
Fonte: Autoria própria (2022).

A utilização deste equipamento possibilita o levantamento de vários dados como tensão mínima, tensão máxima, frequência, harmônicos e gráficos com os respectivos valores de tensão mínimos e máximos, conforme mostrado no Gráfico 1.

No eixo vertical do Gráfico 1, tem-se a tensão na faixa entre 123 e 127 V. E no eixo horizontal, tem-se o tempo em horas e dias diferentes. Também pode-se verificar às três fases da rede nas cores, vermelha, verde e azul.



No Gráfico 2, também tem-se no eixo vertical a tensão, porém numa faixa maior, entre 106 e 128 V. No eixo horizontal tem-se novamente o tempo em horas e dias. Neste gráfico também está evidenciado os valores de tensão mínimos e máximos medidos pelo equipamento.



Além disso, será realizada uma pesquisa bibliográfica pertinente ao tema que servirá para o aprofundamento do conhecimento e de base teórica para a dissertação do trabalho de conclusão de curso. por fim serão realizadas conclusões acerca da pesquisa desenvolvida.

1.6 Estrutura do Trabalho

O trabalho foi desenvolvido em seis capítulos apresentando a seguinte estrutura:

- Capítulo 1 - Introdução, onde são definidos o tema, os objetivos, a justificativa e os procedimentos metodológicos do trabalho.
- Capítulo 2 - Energia solar fotovoltaica e qualidade de energia, neste capítulo trata-se dos conceitos do sistema fotovoltaico, das normas e da qualidade da energia.
- Capítulo 3 - Ferramenta de modelagem e simulação, onde aborda-se o software utilizado, suas funcionalidades e operação.
- Capítulo 4 - Modelagem e simulação da instalação no ETAP, onde é feita a modelagem e a simulação do circuito estudado.
- Capítulo 5 - Impacto da inserção de geração fotovoltaica sob o aspecto da qualidade da energia, neste capítulo é analisado os impactos verificados na simulação.
- Capítulo 6 - Conclusão, onde tem-se o fechamento do trabalho trazendo os principais resultados.

2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E QUALIDADE DE ENERGIA

2.1 Conceito

Segundo Benedito (2009), antes de compreender o processo de geração de eletricidade a partir da radiação do Sol, deve-se caracterizar o recurso solar. O Sol é composto de uma mistura de gases, com o hidrogênio em sua maior parte. Devido à pressão interna elevada, o Sol converte hidrogênio em hélio por uma reação de fusão nuclear. Além disso, como resultado das diversas fusões nucleares que ocorrem a todo momento, a superfície visível do Sol encontra-se a uma temperatura aproximada de 5.800 K, irradiando energia em todas as direções.

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade (Efeito Fotovoltaico), sendo a célula fotovoltaica um dispositivo fabricado com material semicondutor a unidade fundamental desse processo de conversão (PINHO; GALDINO, 2014)

Segundo a definição da Resolução Normativa RN n° 493 de (2012) da ANEEL o sistema de geração de energia é um sistema que converte uma fonte primária de energia em energia elétrica.

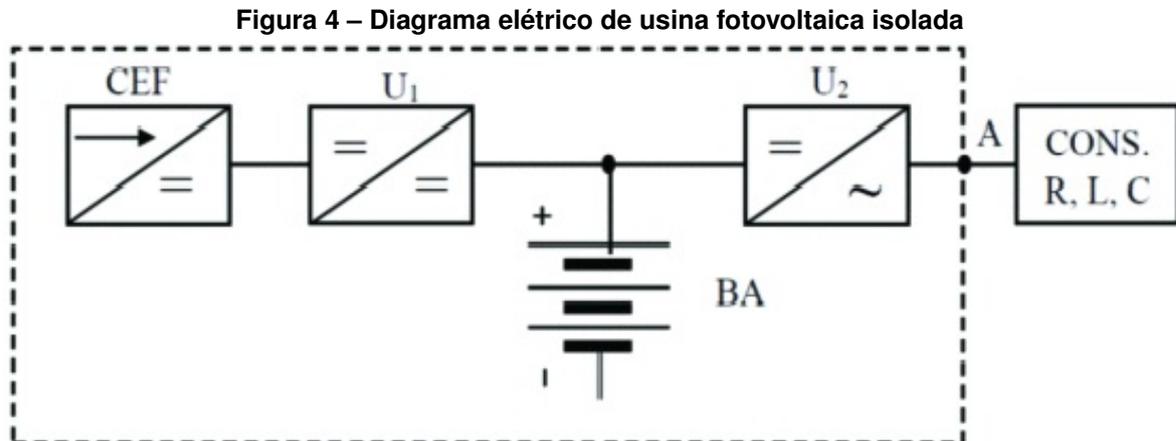
Logo, o SGFV pode ser definido como um sistema que gera energia elétrica a partir da recepção da radiação do sol em placas de material semicondutor que converte essa radiação em eletricidade.

2.2 Sistema Fotovoltaico Isolado

Para um Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI) foi publicado pela ANEEL a REN n° 493 de junho de 2012 que estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento através de Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI) ou Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFI).

Na seção I, trata-se das definições de autonomia, disponibilidade mensal garantida, distribuidora, fonte de energia intermitente, interrupção, MIGDI, potência mínima disponibilizada, produção diária de referência, projeto de referência, sistema de acumulação de energia, sistema condicionador, sistema de geração de energia e SIGFI; na seção II do atendimento com microssistemas e da disponibilidade mensal garantida; na seção III sobre a vistoria e a ligação; na seção IV sobre a medição, a leitura e o faturamento; na seção V do fornecimento em período diário reduzido; na seção VI da tensão em regime permanente e da continuidade do serviço; na seção VII das disposições gerais.

O SFI não está conectado a outro sistema de fornecimento de energia elétrica, seja de uma rede de distribuição ou outro sistema de geração de energia, como segue na Figura 4:



Fonte: Lupăscu, Năvrănescu e Potârniche (2019).

- CEF = usina fotovoltaica
- U1 = conversor DC/DC
- BA = bateria
- U2 = conversor DC/AC (inversor)
- CONS = consumidores

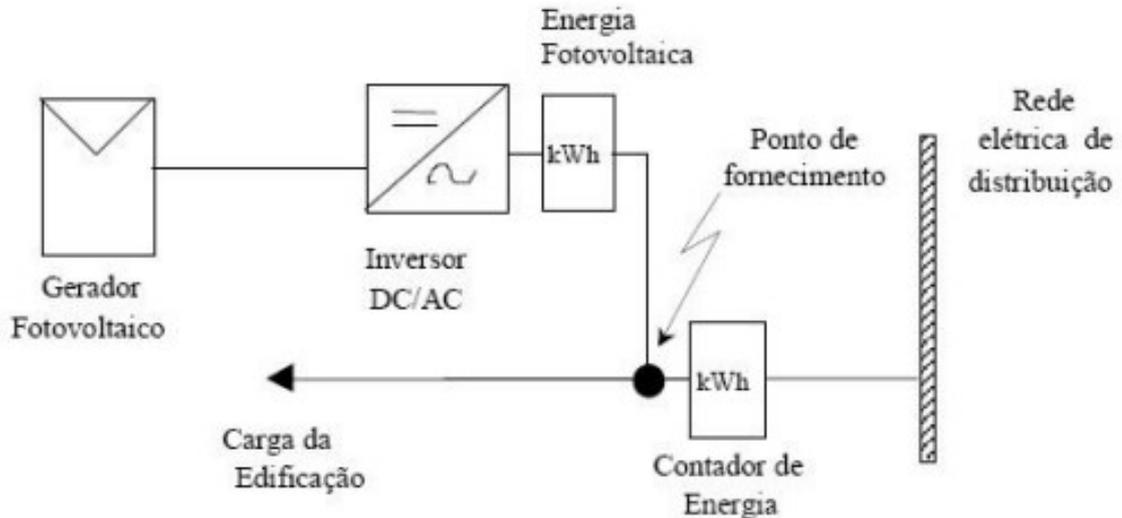
Conforme Apolônio (2014), os sistemas isolados não são conectados à rede elétrica de distribuição de energia das concessionárias. Por isso, é primordial o uso de baterias para armazenar a energia elétrica gerada. Com um banco de baterias é possível ter uma certa autonomia do sistema em dias nublados ou com pouca produção de energia elétrica. Para um bom funcionamento desse tipo de sistema é necessário a instalação de controladores de carga que podem otimizar o uso das baterias. No Brasil, este sistema é mais utilizado em áreas distantes de fontes de fornecimento e que os custos para ampliação da rede de distribuição impossibilitem o fornecimento de energia elétrica da forma convencional.

2.3 Sistema Fotovoltaico Conectado

Um SFCR é caracterizado como um sistema de geração ligado a uma rede de distribuição de energia elétrica. Para Pinho e Galdino (2014), os SFCR dispensam o uso de acumuladores, sendo que a energia gerada por eles pode ser consumida diretamente pela carga, ou diretamente injetada na rede elétrica convencional. Estes

sistemas são aqueles que o gerador fotovoltaico é utilizado como fonte complementar ao sistema elétrico ao qual está conectado, como pode-se ver na Figura 5.

Figura 5 – Diagrama de estrutura do sistema fotovoltaico conectado a rede



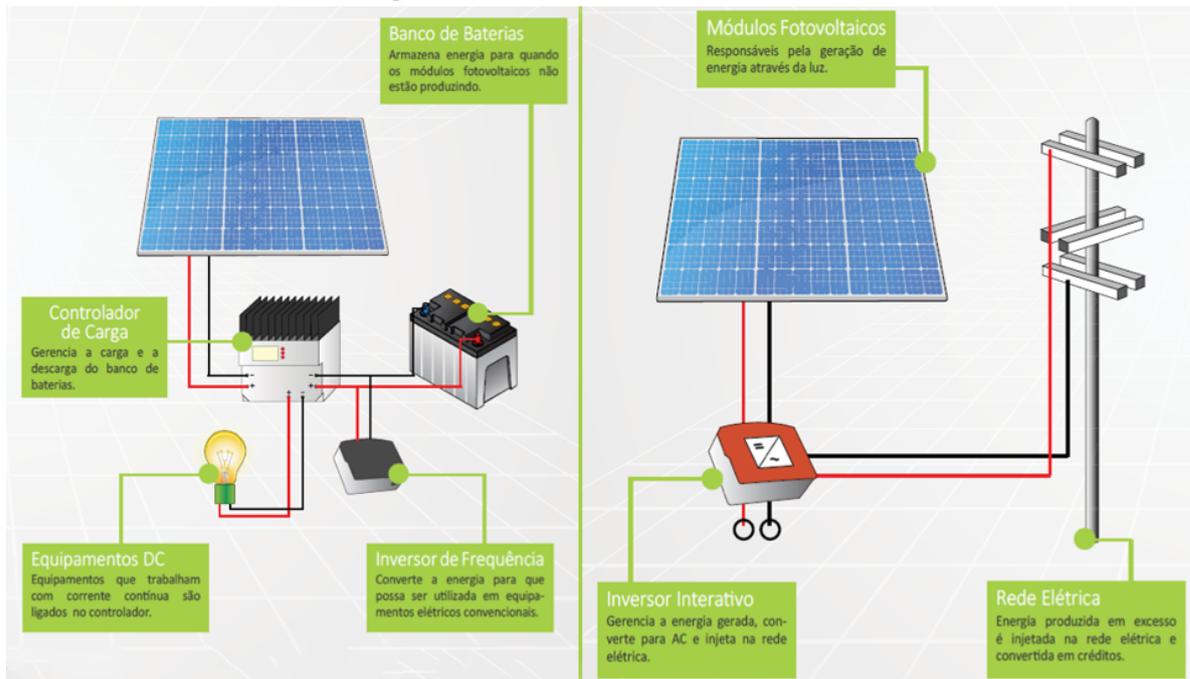
Fonte: Jannuzzi, Varella e Gomes (2009).

Algumas das diferenças entre um sistema conectado à rede de um sistema isolado que são:

- Não há necessidade de armazenamento de energia elétrica;
- Quando houver falta de energia na rede, o sistema desliga a geração mesmo quando há irradiação solar;
- A rede local deve estar adequada a receber energia elétrica gerada;
- Existindo energia gerada em maior quantidade que a consumida, esta pode ser inserida para o sistema elétrico da concessionária local;
- A GFV pode ser incorporada à estrutura de edificações, podendo comprometer a resistência mecânica e carga máxima admitida pela estrutura, bem como outros fatores;
- Sistemas instalados em ambientes urbanos poderão ter perdas por sombreamento total o parcial, podendo haver interferência de superfícies reflexivas próximas.

A seguir, tem-se a Figura 6 com o sistema fotovoltaico isolado e também o sistema conectado a rede elétrica.

Figura 6 – Sistema Off Grid e On Grid



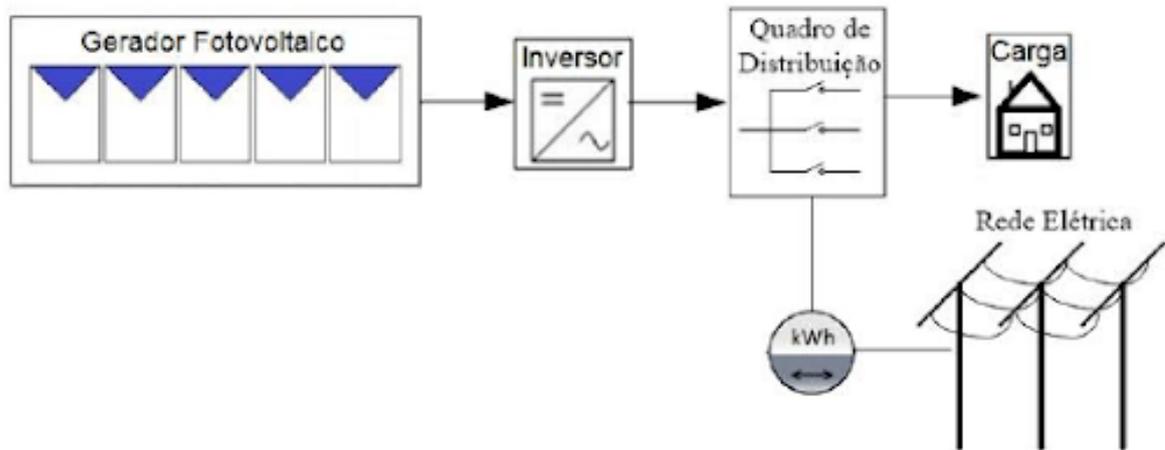
Fonte: SolarFonte (2018).

Também é necessário destacar a medição bidirecional de registros independentes. Em casos específicos, exemplificado pela Figura 7, a energia consumida e a energia injetada na rede de distribuição são registradas separadamente pelo medidor bidirecional. A cada momento somente o registro em um dos sentidos será realizado, resultando da diferença imediata entre a potência e a demanda produzida pelo sistema fotovoltaico.

Segundo a RN n° 569 de julho de 2013, as unidades consumidoras do grupo B não podem ser cobradas pelo excedente de reativos devido ao baixo fator de potência. O grupo B são as unidades residências e comerciais atendidos em baixa tensão.

Também, pode-se ter Usinas Fotovoltaicas (UFVs) conectadas a rede. Elas podem alcançar potências da ordem de MWp, operadas por produtores independentes e sua conexão com a rede é, em geral, feita em média tensão, por exemplo, 13,8 kV ou 34,5 kV. Se a potência instalada seja de até 1 MWp, então poderá ser enquadrada como minigeração na RN n° 482, e o Módulo 3 do PRODIST na seção 3.7 informa que sistemas com potência instalada superior a 100 kWp e inferior a 1 MWp, sejam conectados em média tensão, mas ressalta que o nível de tensão de conexão da central geradora deve ser definido pela distribuidora em função das limitações técnicas da rede.

Figura 7 – Medição bidirecional de registros independentes com a utilização de um medidor bidirecional



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.4 Tecnologia dos Painéis Fotovoltaicos

Tem-se presenciado uma evolução exponencial no crescimento do uso da Energia Solar Fotovoltaica (EFV) e também no desenvolvimento de novas tecnologias na área de GFV. Também está se desenvolvendo novos painéis, novas matérias, novos inversores, baterias com maior capacidade e maior durabilidade e aumento da eficiência da geração.

Segundo Machado e Correa (2015), a maioria das células fotovoltaicas disponíveis no mercado atualmente são células de silício, das quais existem três tipos: de silício cristalino, que se dividem em monocristalino e policristalino, ou podem ser de silício amorfo. As células de silício monocristalino apresentam maior eficiência de conversão fotovoltaica, em torno de 12 à 15%, sendo que o valor máximo encontrado em laboratório foi de 25%, e é possível encontrar células no mercado com eficiência de até 22,7%. As células de silício policristalino têm entre 11 e 14% de eficiência, enquanto as de silício amorfo têm entre 6 e 7%.

Em fase de pesquisa existem as células de 1ª geração, baseadas em silício cristalino que possuem alto custo de produção e instalação, existe também as de 2ª geração, com um baixo custo, porém a eficiência dessas células ainda não alcançou valores satisfatórios que possam torná-las viáveis na substituição das células de silício cristalino. Ademais, tem-se as células de 3ª geração que compreendem as tecnologias emergentes e ainda não encontradas no mercado. Atualmente, essas células são a possibilidade de associar eficiência e baixo custo.

Segundo Ely e Swart (2014), pode-se definir a terceira geração de células solares como: células que permitem uma utilização mais eficiente da luz solar que as células baseadas em um único band-gap eletrônico. De maneira geral, a terceira geração

deve ser altamente eficiente, possuir baixo custo/watt e utilizar materiais abundantes e de baixa toxicidade. O custo por watt deve ser reduzido aumentando-se a eficiência das células solares individuais e dos painéis, podendo reduzir o custo de fabricação.

2.5 Tecnologia dos Inversores de Frequência

Conforme relata Almeida (2011), ao analisar a tecnologia dos inversores nota-se que a partir da Corrente Contínua (CC), observando a natureza unidirecional da energia elétrica produzida pelos painéis solares fotovoltaicos, se mostra fundamental o uso de conversores eletrônicos de potência (conversores estáticos) para condicionar a energia elétrica antes de disponibilizá-la para o consumo da rede, alimentação das residências, comércios ou indústrias. Este equipamento utilizado para o processamento da energia é nomeado de conversor CC-CA ou também “inversor de frequência”. Este dispositivo é eletronicamente controlado por interruptores que são semicondutores de potência.

Abaixo, na Figura 8, tem-se um exemplo de um inversor de frequência da marca WEG modelo CFW500 Solar Drive.

Figura 8 – Inversor de frequência



Fonte: WEG (2022).

O inversor converte a corrente contínua em corrente alternada mantendo os padrões de amplitude, frequência, harmônicos e se for o caso, faz a sincronização com a rede elétrica.

Segundo Remmers (2013), o inversor pode atuar como localizador automático do ponto de máxima potência dos módulos fotovoltaicos visando otimizar a geração de energia elétrica no lado CC e convertendo para o lado CA a tensão elétrica com magnitude e frequência idêntica à da rede.

Conforme Marangoni (2012), existem os inversores *string* monofásicos sem transformador que são normalmente empregados em aplicações de sistemas instalados no telhado de casas, escritórios e outros ambientes comerciais e apresentam-se numa faixa de potência que varia entre 400 W a 2 kW.

Segundo Ruther (2004), pode-se efetuar a correção do fator de potência da energia da rede com um inversor que atua alimentando a rede com potência reativa melhorando a qualidade da energia da rede, estabilizando-a de forma rápida e adequada.

Analisando a tecnologia dos inversores, observa-se a existência de uma grande variedade de modelos de inversores em função das modalidades em relação a suas aplicações. Desse modo, eles equivalem a equipamentos de porte maior, como no caso de UPS e acionamentos eletrônicos para motores de indução.

Os inversores dos sistemas fotovoltaicos são divididos em duas categorias em vinculação ao modelo a ser aplicado: SFIs e SFCRs. Apesar dos inversores para SF-CRs comportarem os mesmos princípios gerais de funcionamento que os inversores para SFIs, eles têm características específicas para acatar às exigências das concessionárias de distribuição nos termos de segurança e qualidade da energia introduzida na rede.

Em geral, os inversores para conexão com a rede que possuem potências individuais até 5 kW têm saída monofásica. Para potências maiores os inversores possuem saída trifásica. Além disso, os modelos de inversores mais sofisticados utilizam chaves eletrônicas de estado sólido e a sua propagação está ligada a evolução da eletrônica da potência, seja nos termos de componentes – semicondutores, quanto nas topologias dos circuitos de potência e controle.

2.6 Normas Aplicáveis

Para a instalação e funcionamento de um sistema de geração fotovoltaico é necessário seguir as NBRs da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), além de normas específicas das concessionárias de energia de cada estado e/ou município. A seguir serão abordadas as principais normas que deve-se seguir no estado do Paraná.

ABNT NBR 5410:2004 – Instalações elétricas de baixa tensão. Válida a partir de 31/03/2005. Versão corrigida de 17/03/2008. É a norma básica e essencial para toda instalação elétrica residencial ou industrial em BT.

ABNT NBR 5419:2005 – Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas. Válida a partir de 22/06/2015. Esta norma está dividida em 4 partes: Parte 1: Princípios gerais; Parte 2: Gerenciamento de risco; Parte 3: Danos físicos a estruturas e perigos à vida; Parte 4: Sistemas elétricos e eletrônicos internos na estrutura, a qual fornece os subsídios para o uso em projetos de Sistema de Proteção Contra Descarga Atmosférica (SPDA).

ABNT NBR 11704:2008 - Sistemas fotovoltaicos – Classificação. Norma cancelada.

ABNT NBR 16690:2019 - Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos — Requisitos de projeto. Primeira edição de 03/10/2019. Esta Norma estabelece os requisitos de projeto das instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos, incluindo disposições sobre os condutores, dispositivos de proteção elétrica, dispositivos de manobra, aterramento e equipotencialização do arranjo fotovoltaico.

NTC 905200:2014 - Acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema da Copel. Está é a norma da concessionária de distribuição de energia do estado do Paraná a Copel Distribuição S.A. Esta norma estabelece padrões que, associados às demais prescrições, visam à uniformização e à adoção de procedimentos, observando as exigências técnicas e de segurança recomendadas em conformidade com as prescrições vigentes nos PRODIST e nas RNs da ANEEL.

NTC 905100:2017 - Esta norma fornece os requisitos para acesso de geradores de energia elétrica ao sistema elétrico de distribuição da COPEL em Média Tensão (MT) (13,8 kV e 34,5 kV) e em Alta Tensão (AT) (69 kV e 138 kV), excluindo as Demais Instalações de Transmissão, pertencentes às transmissoras e os casos de adesão ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (Mini e Microgeradores).

ABNT NBR 16149:2013 - Sistemas fotovoltaicos - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Válida a partir de: 01/03/2014. Esta Norma estabelece as recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia elétrica e estabelece seus requisitos. Além disso, se aplica aos sistemas fotovoltaicos que operam em paralelo com a rede de distribuição.

ABNT NBR 16150:2013 - Sistemas fotovoltaicos – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade, válida a partir de: 04/04/2013. Esta norma especifica os procedimentos de ensaio para verificar se os equipamentos utilizados na interface de conexão entre o sistema fotovoltaico e a rede de distribuição de energia estão em conformidade com os requisitos da NBR 16149. Também aplica-se aos conversores estáticos mono ou po-

lifásicos utilizados em sistemas fotovoltaicos de conexão à rede elétrica, conhecidos como inversores de conexão à rede e, aos outros componentes utilizados na interface de conexão entre o sistema fotovoltaico e a rede de distribuição de energia.

ABNT NBR 16274:2014 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho. Válida a partir de 06/04/2014. Esta norma estabelece as informações e a documentação mínima que devem ser compiladas após a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Além disso, descreve a documentação, os ensaios de comissionamento e os critérios de inspeção necessários para avaliar a segurança da instalação e a correta operação do sistema. A norma também pode ser utilizada para verificações periódicas e avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e se aplica à instalação CC e à instalação CA em BT de SFCRs.

ABNT NBR IEC 62116:2012 - Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Válida a partir de: 06/04/2012. O objetivo desta norma é fornecer um procedimento de ensaio para avaliar o desempenho das medidas de prevenção de ilhamento utilizadas em SFCRs. A norma descreve as diretrizes para ensaiar o desempenho das medidas automáticas de prevenção de ilhamento utilizadas em conjunto ou embutidas nos inversores monofásicos, ou polifásicos empregados nos SFCRs. Esta norma pode ser aplicada a outras categorias de sistemas conectados à rede (por exemplo, inversores que têm como fonte primária microturbinas e células a combustível, máquinas síncronas e de indução), sendo necessária uma análise técnica.

2.7 Conexão Com a Rede

Segundo as normas da ANEEL, ao que se refere a conexão de rede, a qual está mencionada no PRODIST, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, 2016: São descritos os procedimentos de acesso, compreendendo a conexão ao sistema de distribuição e apresentando os critérios técnicos e de operação, os requisitos de projeto as informações, os dados e a implementação da conexão dos acessantes. Os SFCR conectados à rede elétrica pública produzem eletricidade no próprio local de consumo utilizando apenas à rede de distribuição local. Nesse caso, é considerado apenas o SFCR e a distribuidora, não existindo vínculo com as redes de transmissão.

A solicitação de acesso deve ser feita junto à distribuidora acessada por todos os interessados em acessar o sistema de distribuição de modo a obter o parecer de acesso.

O parecer de acesso é o documento por meio do qual a distribuidora acessada consolida a avaliação sobre a viabilidade técnica do acesso solicitado, de forma que o sistema elétrico contemple os requisitos para atendimento ao acessante interessado e mantenha o atendimento aos demais acessantes dentro dos requisitos definidos no PRODIST, devendo ser referenciado no Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) e no Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição (CCD) correspondentes. (ANEEL- PRODIST - MÓDULO 3, 2016)

Segundo a NTC 905200:2014, para solicitação de acesso de Microgeração Distribuída com potência igual ou inferior a 10 kW necessita-se preencher o formulário conforme o Anexo A. Para Microgeração Distribuída com potência superior a 10 kW necessita-se preencher o formulário conforme o Anexo B e para minigeração é necessário preencher o formulário conforme o Anexo C. Além disso, é necessário apresentar o projeto elétrico e memorial descritivo devem contemplar o projeto de proteção contendo no mínimo: Estudo de curto-circuito; Estudo de coordenação; Estudo de ilha-mento; Demais estudos necessários para viabilizar os ajustes exigidos para a faixa de potência a qual se enquadra a central geradora.

Segundo esta norma, têm-se alguns tipos de conexão:

- Acessantes de Geração até 75 kW: A conexão pode ser feita diretamente em BT;
- Acessantes de Geração de 76 kW à 300 kW: A conexão deverá ser trifásica com relés de proteção e transformador exclusivo do acessante;
- Acessantes de Geração de 301 kW à 500 kW: A conexão deverá ser trifásica com disjuntor de MT, relés de proteção e transformador exclusivo do acessante. Os equipamentos de proteção e operação devem ser automatizados, disponibilizando a supervisão e comandos pelo COD;
- Acessantes de Geração de mais de 501 kW: Segue as mesmas necessidades da geração até 500 kW;

2.8 Qualidade da Energia

A qualidade de energia do Brasil é regulada pela ANEEL no PRODIST – Módulo 8 de Qualidade de Energia e o objetivo é estabelecer os procedimentos relativos à QEE, abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado e a qualidade do tratamento de reclamações.

Os principais fenômenos da qualidade do produto que deve ser verificado conforme o PRODIST – Módulo 8 em regime permanente são:

- Variações de tensão em regime permanente;
- Fator de potência;
- Harmônicos;
- Desequilíbrio de tensão;
- Flutuação de tensão;
- variação de frequência.

Em regime transitório:

- Variações de tensão de curta duração.

Onde as variações de tensão em regime permanente referem-se à comparação do valor de tensão obtido por medição adequada, no ponto de entrega da energia, em relação aos níveis de tensão especificados anteriormente nas Tabelas 1, 2 e 3 como adequados, precários e críticos.

O fator de potência para unidade consumidora do grupo A ou ponto de conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 e 1,00 indutivo, ou 1,00 e 0,92 capacitivo, de acordo com as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Porém, em uma unidade consumidora do grupo B, atendido em baixa tensão e tratando-se de consumidor residencial, o valor do FP não é medido e não é cobrado pela concessionária de energia.

As distorções harmônicas são ocorrências associadas as deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à senoide da frequência fundamental. Que são causadas por cargas não-lineares no sistema elétrico e com isso gerando superaquecimentos em condutores, perdas de energia e redução na vida útil de equipamentos.

E o desequilíbrio de tensão é o fenômeno caracterizado por qualquer diferença verificada nas amplitudes entre as três tensões de fase de um determinado sistema trifásico. Os limites para o desequilíbrio de tensão para valor de tensão nominais menores de 2,3 KV é de 3%.

A flutuação de tensão é um fenômeno caracterizado pela variação aleatória, repetitiva ou esporádica dos valores eficazes ou de pico da tensão instantânea. A origem das flutuações são normalmente as cargas que apresentam variações rápidas no seu funcionamento e com isso produzem quedas e aumentos de tensão ao longo do tempo.

A frequência do sistema elétrico brasileiro é de 60 Hz, e em condições normais de operação e em regime permanente, ele deve operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz, segundo o Prodist - Módulo 8, e quando houver distúrbios no sistema de distribuição, as instalações de geração devem garantir que a frequência retorne, no intervalo de tempo de 30 segundos após a transgressão, para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração.

E as variações de tensão de curta duração – VTCD são desvios significativos na amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo inferior a 3 minutos e considera-se que há Interrupção Momentânea de Tensão ou Interrupção Temporária de Tensão sempre que a tensão de fornecimento for igual ou inferior a 70% da tensão nominal.

Segundo a NTC 905200 para a medição de qualidade de energia, facultativamente, poderá ser realizada com o medidor de faturamento ou em equipamento independente. No caso do cliente escolher pela facilidade, o medidor deverá atender, no mínimo, os seguintes requisitos: Método de medição conforme a IEC81000-4-30 classe B; Monitoramento de conformidade da norma EN50160; Análise de harmônicos e inter harmônicos conforme IEC 61000-4-7.

O Operador Nacional do Sistema (ONS) tem como uma das suas atribuições realizar o gerenciamento do desempenho da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN) e com a Nota Técnica (NT) 09/2016 - Instruções para Realização de Estudos e Medições de QEE Relacionados aos Acessos à Rede Básica ou nos Barramentos de Fronteira com a Rede Básica para Parques Eólicos, Solares, Consumidores Livres e Distribuidoras, no que se refere à QEE, de acordo com o submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede, quando ocorrem solicitações de acesso de consumidores livres, agentes de geração, agentes de distribuição, agentes de importação e de exportação, cujas instalações não lineares possam comprometer o desempenho da Rede Básica, devem ser realizadas análises fundamentadas em indicadores de qualidade de energia elétrica. O mesmo tratamento deve ser dado às integrações de novas instalações da Rede Básica que apresentem característica não linear, sendo os fenômenos de flutuação de tensão, distorção harmônica e desequilíbrio de tensão os de maior interesse.

Segundo Kagan, Oliveira e Robba (2005), o abastecimento de energia elétrica aos consumidores deve cumprir a dois conceitos básicos, qualidade do produto e qualidade de serviço.

A qualidade de serviço refere-se a continuidade de fornecimento de energia elétrica, a qual está relacionada com as interrupções no sistema provocadas por falhas e por atividades de manutenção programada. (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005)

Com qualidade, a energia solar fotovoltaica está mudando países e estabelecendo um legado de benefícios que está indo além da esfera energética. Com isso, essa fonte de energia tende a crescer no Brasil no mundo, trazendo um benefício econômico para todos que investem na energia solar.

3 FERRAMENTA DE MODELAGEM E SIMULAÇÃO

Para modelagem e simulação existem diversos *softwares* utilizados no mercado, como EMTP, ATPDraw, MATLAB *Simulink*, Anarede, DigSILENT *Power Factory*, ETAP, dentre outros. O MATLAB é uma ferramenta amplamente utilizada na comunidade acadêmica e científica e dentro de suas aplicações está também as simulações na área elétrica. O Anarede é um *software* desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) para a análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente que reúne uma coleção de programas que fornecem instruções para o computador efetuar estas análises e é amplamente utilizado na área de sistemas elétricos de potência. O ATP Draw (*Alternative Transient Program*) é um *software* dedicado para estudos eletromagnéticos, por meio dele é possível modelar adequadamente os sistemas elétricos, mas tem as suas limitações. E os outros *softwares* não são usuais em nosso mercado, portanto optou-se por utilizar o ETAP, também por indicação da orientação.

3.1 Electrical Power System Analysis & Operation – ETAP

O *software* ETAP tem como principais funcionalidades a análise, operação e o projeto de sistemas elétricos de potência. O *software* disponibiliza uma série de elementos em CA, e também CC de modo a possibilitar a realização de estudos de curto-circuito, coordenação e seletividade de dispositivos de proteção, fluxo de potência, carregamento de componentes, diagramas para sistemas de controle, entre outros.

A aplicação oferece um dos melhores e mais abrangentes conjuntos de soluções em sistemas de energia, proporcionando a análise, simulação, monitoramento, controle, otimização e automação de sistemas de energia elétrica (ETAP, 2021).

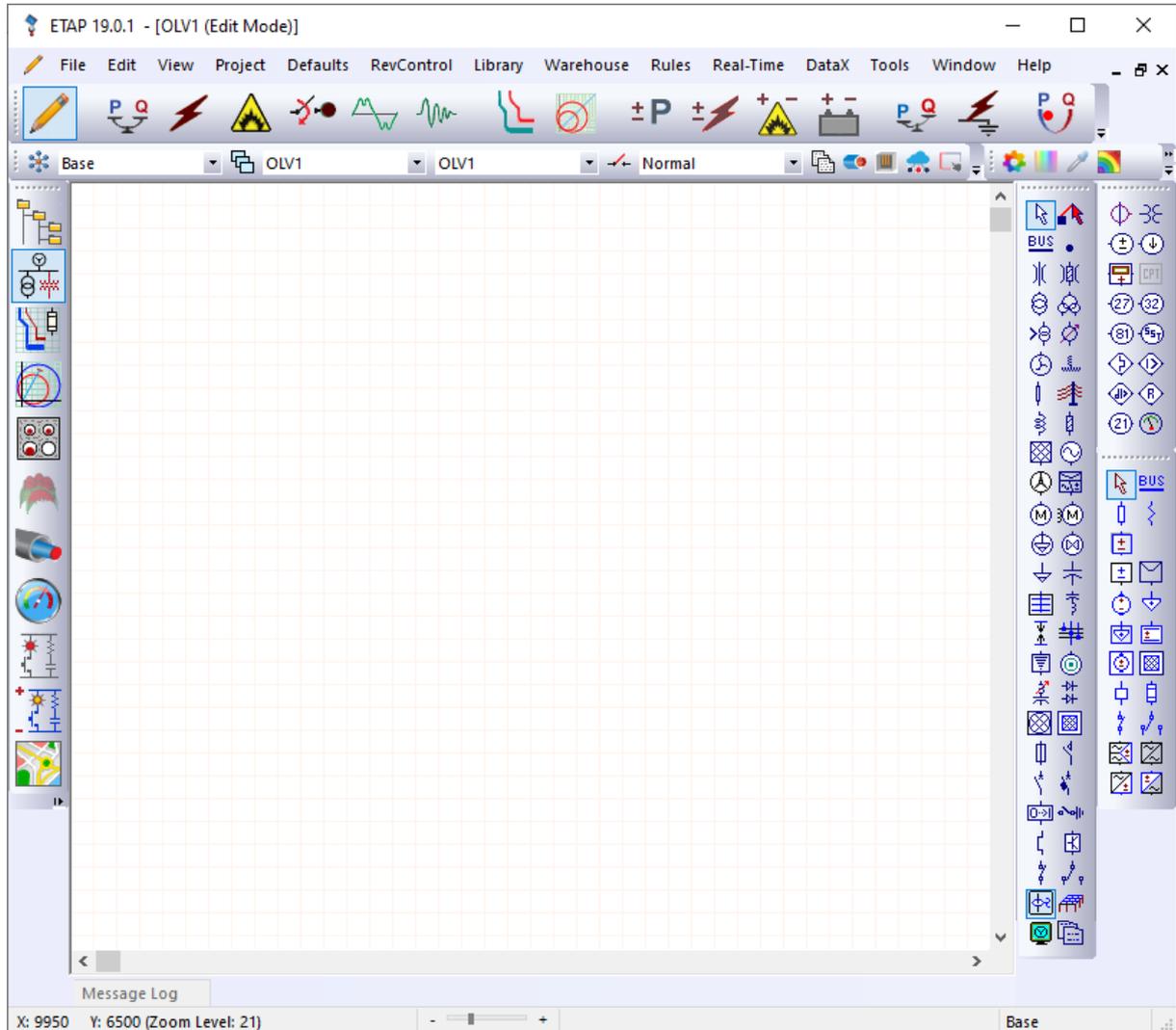
Por meio dos módulos de operação, o ETAP pode utilizar dados em tempo real para monitoramento de sistemas, viabilizando a otimização e o gerenciamento de energia em tempo real. Dessa forma, o mesmo pode ser considerado um forte aliado para engenheiros, técnicos e profissionais da área.

3.2 Funcionamento

O programa virtualiza a operação do sistema elétrico. Dessa forma, conforme o modelo de simulação construído, pode-se fazer múltiplas análises com uma mesma entrada de dados. Isso é possível devido à modelagem ser orientada a objetos, onde estão disponíveis em uma biblioteca os componentes geralmente empregados em

sistemas de potência como fontes de potência (geradores), transformadores, barramentos, cabos, linhas de transmissão, etc. Na interface inicial do *software*, conforme a Figura 9, pode-se ter um panorama dos elementos, bem como das possibilidades de análise disponíveis na aplicação.

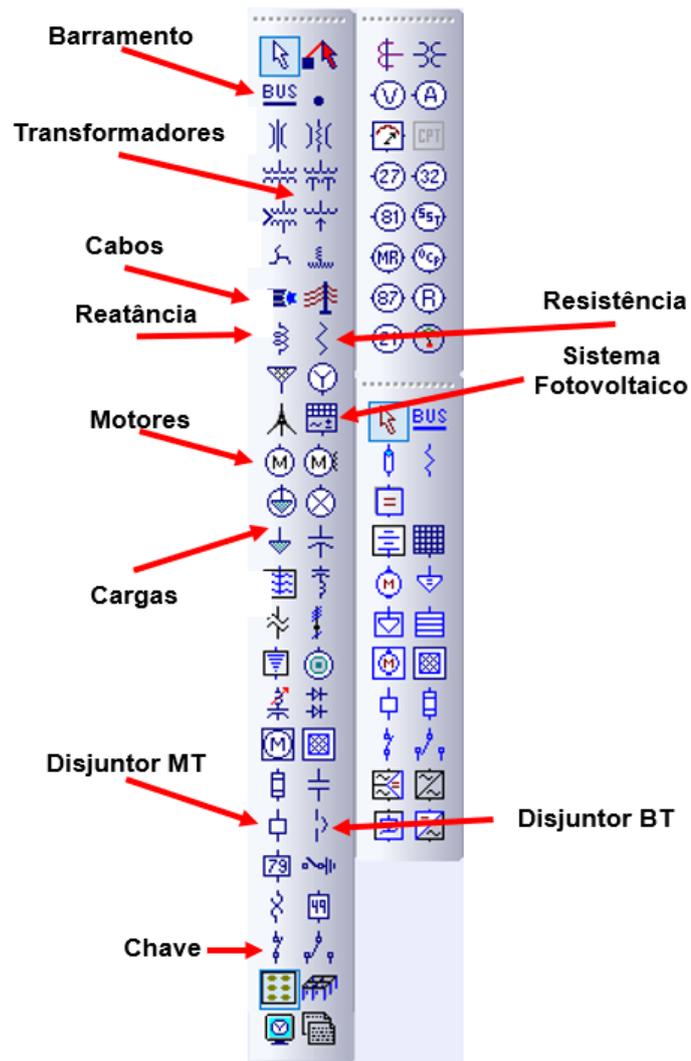
Figura 9 – Interface inicial do ETAP



Fonte: Adaptado de ETAP (2021).

Observa-se na extremidade direita da interface inicial do ETAP a presença da barra de componentes, onde se encontram os principais dispositivos utilizados em SEP. Conforme a Figura 10, os mais comuns elementos para a modelagem de sistemas são os barramentos, transformadores, cabos, chaves seccionadoras, disjuntores, resistências, impedâncias, cargas, motores, além de geradores renováveis como sistemas fotovoltaicos.

Figura 10 – Barra de componentes ETAP

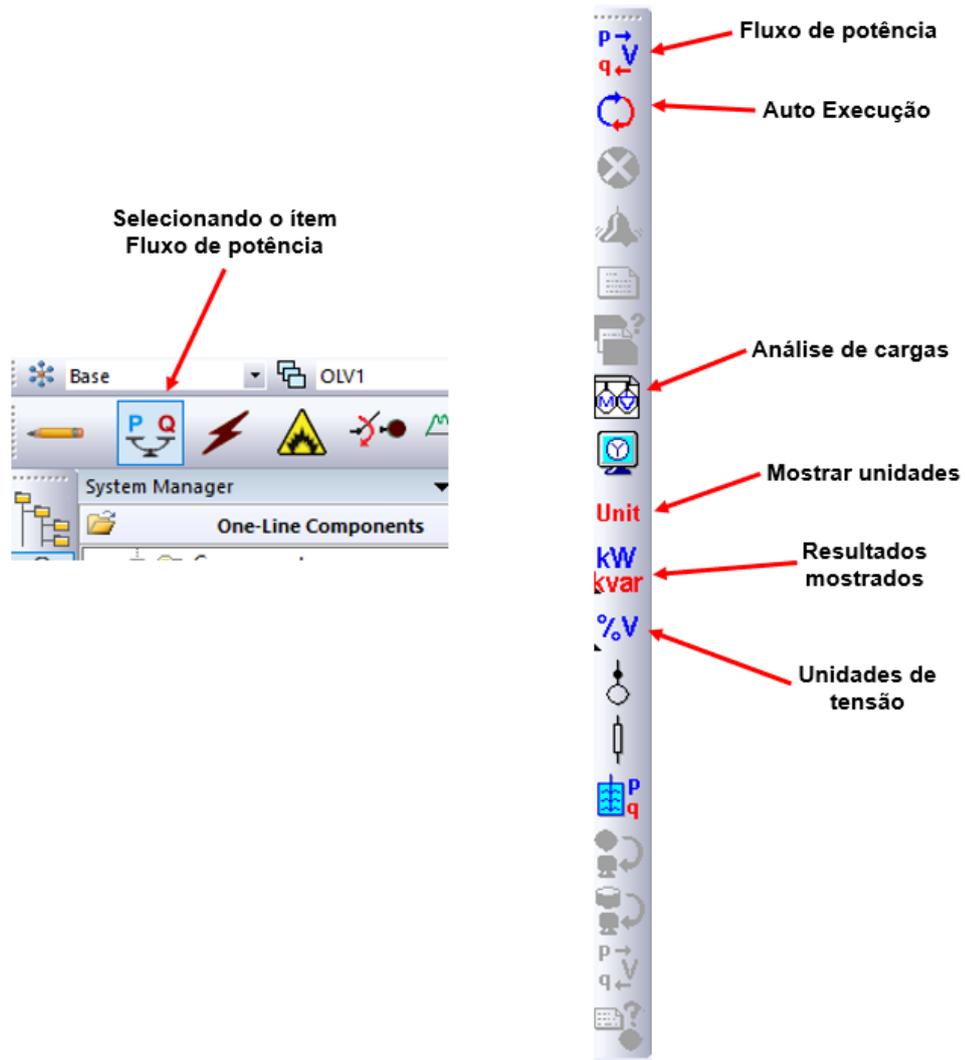


Fonte: Adaptado de ETAP (2021).

Na extremidade superior encontra-se a barra de ferramentas para análise do sistema em simulação, conforme a Figura 11, onde estão disponíveis para implementação de itens geralmente requisitados como:

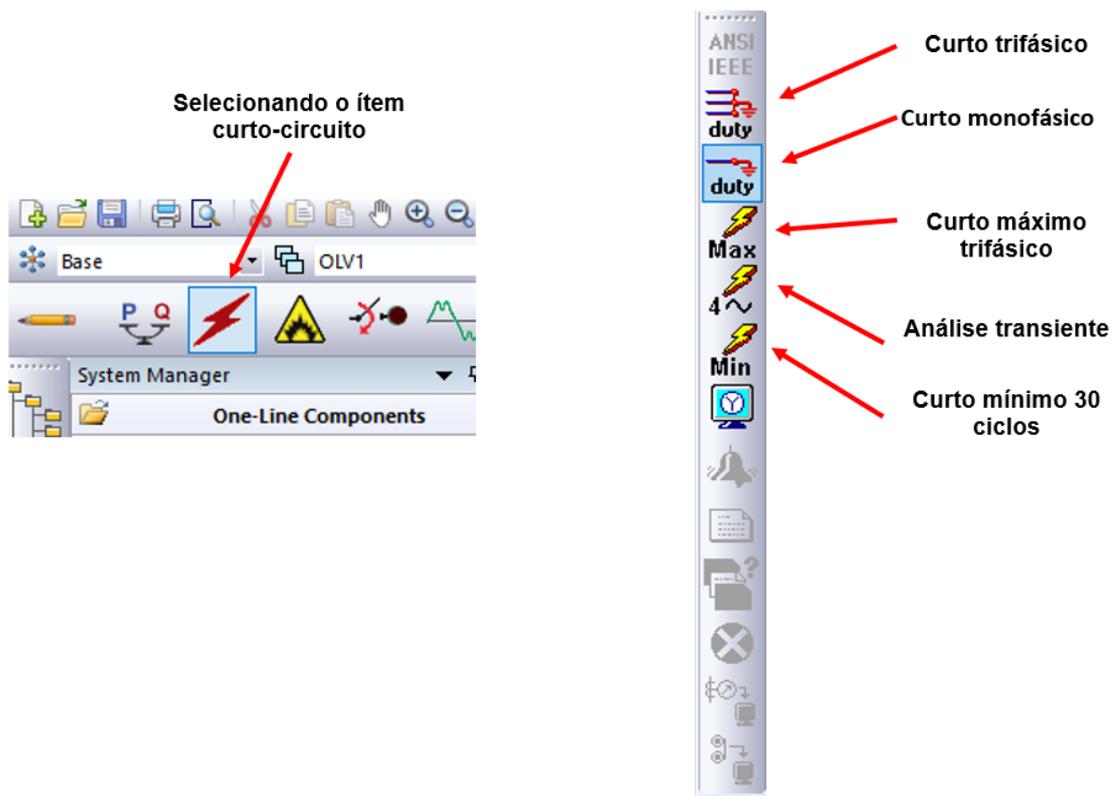
- Análise de fluxo de potência;
- Análise de curto-circuito;
- Análise de Arco-voltaico;
- Análise de Harmônicos;
- Análise de proteção e seletividade.

Figura 12 – Funcionalidades inerentes ao Fluxo de Potência



Fonte: Adaptado de ETAP (2021).

Figura 13 – Funcionalidades inerentes a Curto-circuito



Fonte: Adaptado de ETAP (2021).

Uma vez construída a topologia do sistema com os componentes inseridos e parametrizados conforme disponibilidade de dados para inserção no *software*, a simulação pode ser executada e os resultados obtidos para às condições impostas na entrada de dados.

3.3 Modelagem de Componentes da Rede Elétrica no ETAP

O ETAP dispõe muitos equipamentos para modelagem de sistemas de potência, no entanto, o presente trabalho se limitará a exemplificar a modelagem de alguns equipamentos referentes a modelagem sistema contemplando uma GFV conectada para atender uma carga que recebe alimentação da concessionária em 13,8 kV.

Para a simulação em questão serão necessários os seguintes itens:

- Alimentador (*Power Grid*) no ETAP;
- Impedância;
- Barramentos;
- Cargas;

- Transformador;
- Chave fusível;
- Disjuntores BT;
- Sistema fotovoltaico (placas solares + inversor);
- Cabos.

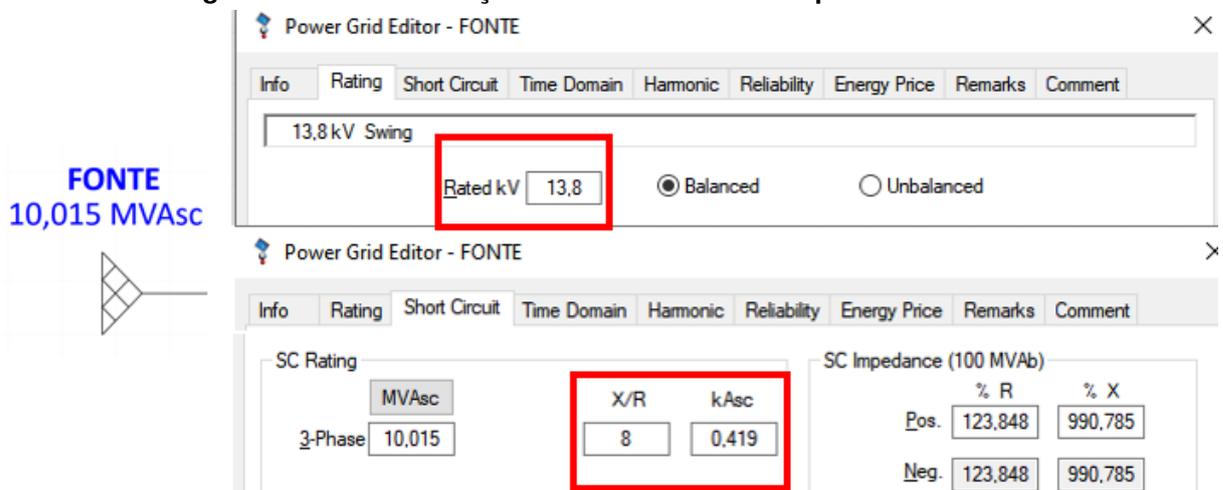
3.4 Modelagem e Parametrização de Alimentador (*Power Grid*) no ETAP

Para o projeto de sistemas de potência o primeiro componente a ser requisitado é o alimentador, o qual tem a função de suprir às cargas com potência ativa e reativa conforme a demanda solicitada.

Nesse contexto, pretende-se mostrar simplificada a parametrização de um alimentador com potência equivalente a 10 MVA para fins de simulação.

Assim, como ilustra a Figura 14, para a parametrização de um alimentador de potência no ETAP, necessita-se inserir os dados de tensão nominal na janela “*Rating*”, assim como a potência de curto-circuito e a relação X/R na janela “*Short-Circuit*”.

Figura 14 – Parametrização de um alimentador de potência no ETAP



Fonte: Adaptado de ETAP (2021).

Para esse exemplo foi considerada a ligação em delta da linha de distribuição devido à tensão considerada de 13,8 kV, o parâmetro X/R foi definido como 8 e valor de kAsc igual a 0,419 de forma que a potência da fonte fosse próxima a 10 MVA.

3.5 Modelagem e Parametrização de Impedância no ETAP

Para a modelagem e parametrização da impedância necessitou-se inserir os valores de impedância de sequência positiva, sequência zero e nível de tensão na janela “Rating”, conforme ilustra a Figura 15.

Figura 15 – Parametrização de impedância no ETAP

The screenshot shows the 'Impedance Editor - IMPEDÂNCIA DA LINHA' window. The 'Rating' tab is selected, displaying 'Base: 0 kV 100 MVA' and 'Balanced' model. The 'Rating' section has input fields for kV (13.8), Amps (0), and MVA (0). The 'Impedance' section shows a table of values for R, X, and Y for both Positive (Pos.) and Zero sequences. The 'Units' section has radio buttons for 'Percent' and 'Ohms', with 'Ohms' selected. A red box highlights the Impedance table, and another red box highlights the 'Ohms' unit selection.

	R	X	Y
Pos.	0,9	1,02	0
Zero	0,61	6,78	0

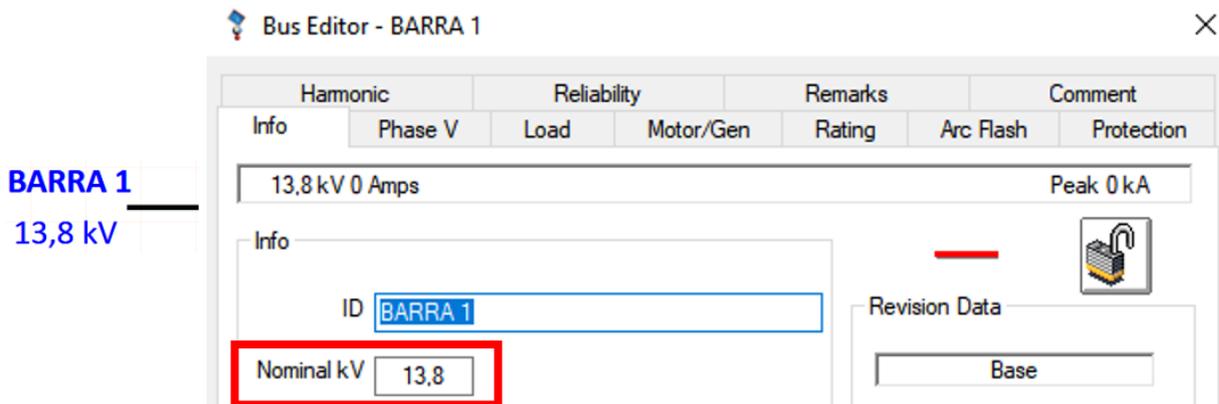
Fonte: Adaptado de ETAP (2021).

Foram considerados valores fictícios para as impedâncias e a unidade escolhida foi em *Ohms*.

3.6 Modelagem e Parametrização de Barramentos no ETAP

Na modelagem do barramento o *software* disponibiliza vários parâmetros para alteração, mas de forma simplificada é necessário definir o valor de tensão do barramento pela janela “Info”, definida como 13,8 kV conforme ilustra a Figura 16.

Figura 16 – Parametrização de barramento no ETAP

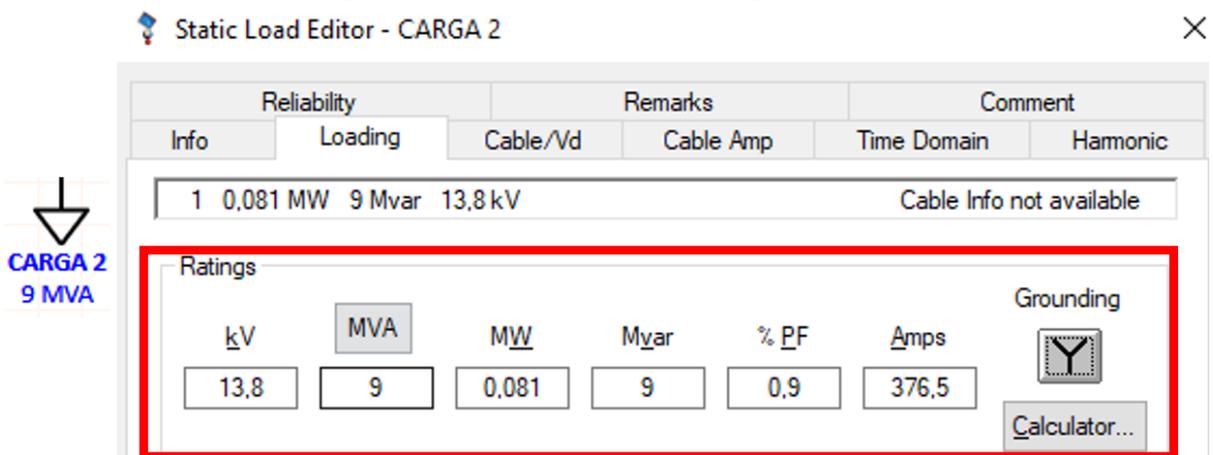


Fonte: Adaptado de ETAP (2021).

3.7 Modelagem e Parametrização de Carga no ETAP

A parametrização de uma carga pode ser efetuada pela inserção dos parâmetros de potência desejada e fator de potência na janela "Loading", onde os parâmetros suplementares são definidos automaticamente pela aplicação. A Figura 17 mostra um exemplo de definição de carga onde a potência da mesma foi definida em 9 MVA e o Fator de FP em 0,9, onde a ligação foi feita em estrela.

Figura 17 – Parametrização de carga no ETAP



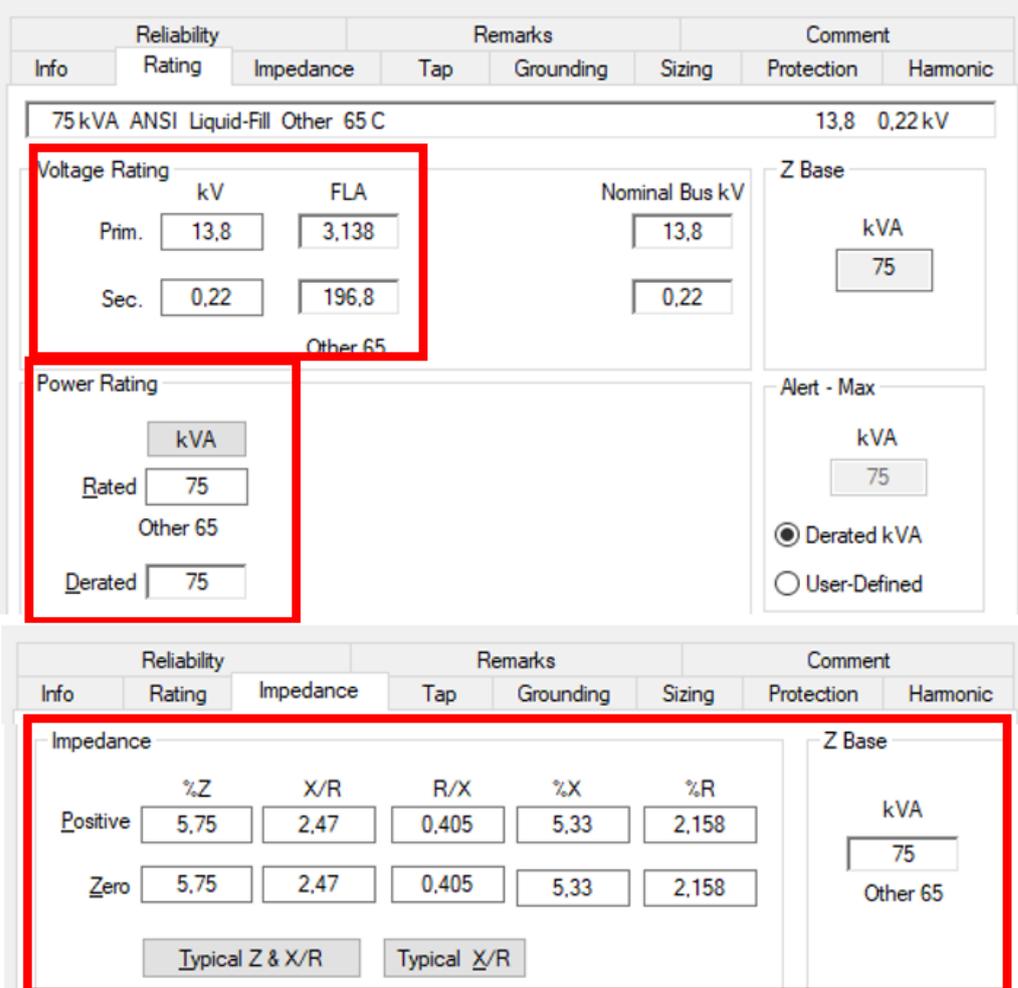
Fonte: Adaptado de ETAP (2021).

3.8 Modelagem e Parametrização de Transformador no ETAP

Para o transformador, há necessidade de inserção dos valores de tensão do primário e secundário, bem como a potência de transformação do mesmo, todos na janela "Rating", além disso, é necessário inserir-se os valores de impedância da placa do transformador ou selecionar a opção de valores típicos que o software disponibiliza na janela "Impedance". Na janela "Grounding" pode ser selecionado o tipo de

aterramento do secundário. Um exemplo de parametrização pode ser observado na Figura 18, onde foram utilizados valores típicos de impedância para o transformador, aterramento do secundário por resistor limitado a 200 A e potência de 75 kVA.

Figura 18 – Parametrização de transformador de potência no ETAP



2-Winding Transformer Editor - T1

Reliability		Remarks			Comment		
Info	Rating	Impedance	Tap	Grounding	Sizing	Protection	Harmonic
75 kVA ANSI Liquid-Fill Other 65 C							13,8 0,22 kV
Voltage Rating		kV		FLA		Nominal Bus kV	
Prim.	13,8	3,138		13,8		Z Base	
Sec.	0,22	196,8		0,22		kVA	
		Other 65				75	
Power Rating		kVA		Alert - Max		kVA	
Rated	75			75		Derated kVA	
Derated	75					User-Defined	
		Other 65					
Reliability		Remarks			Comment		
Info	Rating	Impedance	Tap	Grounding	Sizing	Protection	Harmonic
Impedance							Z Base
	%Z	X/R	R/X	%X	%R	kVA	
Positive	5,75	2,47	0,405	5,33	2,158	75	
Zero	5,75	2,47	0,405	5,33	2,158	Other 65	
		Typical Z & X/R		Typical X/R			

Fonte: Adaptado de ETAP (2021).

3.9 Modelagem e Parametrização de Chave Fusível no ETAP

Referente a chave fusível foi necessário adentrar a Janela “Rating” e escolher uma opção em “Library”. Foi então escolhida o modelo ABB DO-III 143G 15,5kV. A parametrização pode ser observada pela Figura 19.

Figura 19 – Parametrização de chave fusível no ETAP

The image shows a screenshot of the 'Fuse Editor - 'CF' window in ETAP. The window has a title bar with a close button (X) and a tabbed interface. The 'Rating' tab is selected, showing a table of parameters. A red box highlights the 'Rating' section, and a blue box highlights the 'Library...' button.

Rating	kV	Size	Continuous Amp	Interrupting	Test PF
	15.5	G04	6	2.5	1

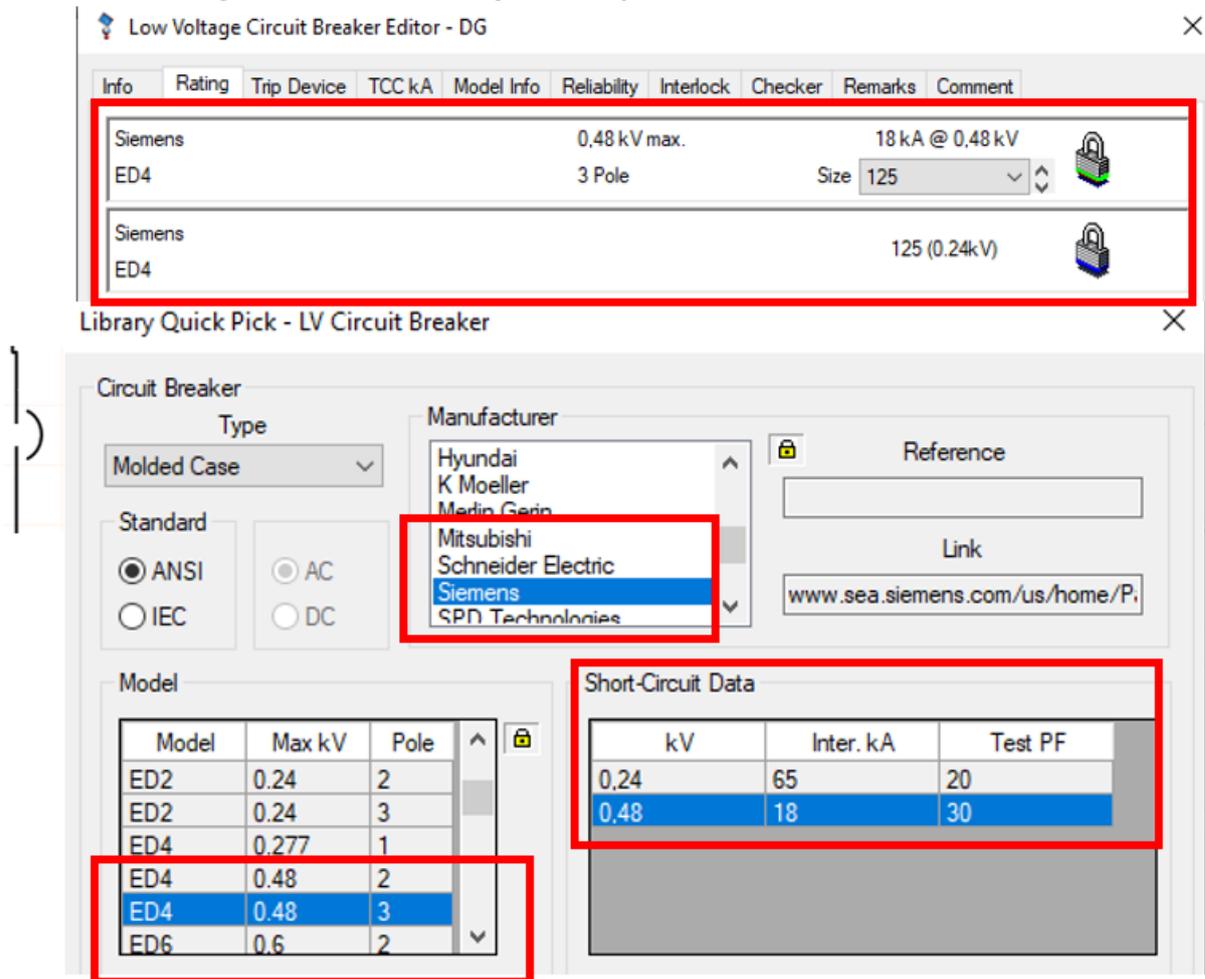
Library...

Fonte: Adaptado de ETAP (2021).

3.10 Modelagem e Parametrização de Disjuntores BT no ETAP

Para modelagem de disjuntores no ETAP foi necessário escolher um modelo dentre vários disponibilizados pela ferramenta, no exemplo foi especificado o disjuntor Siemens ED4 – 480 V, 18 KA para demonstração de parametrização pelo programa, conforme ilustra a Figura 20.

Figura 20 – Parametrização de disjuntor de baixa tensão no ETAP



Fonte: Adaptado de ETAP (2021).

3.11 Modelagem e Parametrização de Cabos no ETAP

Referente a modelagem e parametrização de cabos, o programa oferece uma enorme gama de opções, mas para uma modelagem simplificada optou-se por utilizar a ferramenta de dimensionamento disponível. O dimensionamento foi feito pelo critério da ampacidade e também pela corrente nominal do equipamento o qual o cabo encontra-se conectado, obtendo-se os resultados pelas respectivas janelas "loading" e "Ampacity". Após, pela janela "Sizing-Phase", optou-se pelo dimensionamento que resultou na maior seção transversal. Além disso, na janela "Info", escolhe-se uma opção de cabo comercial clicando-se em "Library" e também é possível inserir o comprimento do cabo em questão. A Figura 21 ilustra a parametrização do cabo com suas respectivas configurações escolhidas.

Figura 21 – Parametrização de cabos no ETAP

The figure displays three screenshots of the ETAP Cable Editor interface for cable CC1, illustrating the parametrization process.

First Screenshot (Sizing - Phase): Shows the cable configuration parameters:

Sizing - Phase	Sizing - GND/PE	Reliability	Routing	Remarks	Comment
Heesung	Non-Mag.	60 Hz	Code : 240		
XLPE	100 %	6.0 kV	3/C CU	240	mm ²

Second Screenshot (Loading): Shows the loading current settings:

Loading Current for Sizing (Amp):

- Operating Current
- FLA of Element: 91.16
- User-Defined

Harmonic settings:

- Zero Seq./Triple: 0 %
- Cf (Other Orders): 0

Third Screenshot (Results): Shows the results of the sizing calculation:

Results	Number/Phase	Size	Ampacity	Vd
Optimal Size:	3	240	1211	1.84
1 Size Smaller:	3	185	1211	2.15

Required: 240, 91.16, 2

Installation for Ampacity/Capacity:

- Standard: NEC
- Type: A/G Trays

Results:

Operating	Base	Derated
0	1155	1211.4

Length: 1000 m, Library: Library..., Connection: 3 Phase

Fonte: Adaptado de ETAP (2021).

3.12 Modelagem e Parametrização de Sistema Fotovoltaico no ETAP

O ETAP disponibiliza dois tipos de formatos para sistemas fotovoltaicos, onde, uma das opções tem as placas solares separadas do inversor e a outra dispõe de

um sistema completo com placas e inversor unificados em um mesmo bloco. Para o presente trabalho a segunda opção foi escolhida por conveniência. Assim, para a parametrização do mesmo, escolheu-se um modelo de placa solar na janela “*PV Panel*” clicando-se no botão “*Library*”. A placa foi definida conforme os parâmetros de fabricante, modelo e potência unitária disponíveis, onde se optou pelo fabricante MoserBaerSolar, modelo MBPV-CAAP BB - 1000 Vdc com potência de 220 W por placa, conforme mostra a Figura 22.

Para a especificação de potência de geração do sistema, bem como para a tensão de operação, foi necessário inserir na janela “*PV Array*” os valores apropriados para a quantidade de placas em série para gerar a tensão necessária de 380 V aproximadamente. Para isso, formou-se uma “*String*” com 13 placas em série. Também, foi inserido um número de *String* sem paralelo para gerar a quantidade de potência definida. No total, foram 9 *String* totalizando próximos 25 kW de potência com um total de 117 placas solares. A Figura 23 mostra o exemplo de parametrização para a configuração citada.

Como o sistema é completo, a configuração do inversor de frequência, necessário para o funcionamento adequado do sistema solar conectado a rede, já está embutida no mesmo bloco. Para essa configuração, foi necessário adentrar a janela “*Inverter*”, e dentro da mesma, clicando na opção “*Inverter Editor*”, e posteriormente em “*Rating*”, inseriram-se os parâmetros já anteriormente definidos de potência de geração e tensão para o sistema solar, assim como o valor de potência CA na opção *AC Rating*, que foi de 30 kVA. Com isso, o software já definiu o inversor adequado. A Figura 24 ilustra a configuração do inversor.

Figura 22 – Parametrização de placa solar no ETAP

PV Array Editor - Ger + Inv - 2

Info PV Panel PV Array Inverter Physical Time Domain Remarks Comments

Library Quick Pick - PV Array

Manufacturer

ATERSA Electricidad Solar
Kyocera
MoserBaersolar
Photowatt
Q.CELLS
Sharp
Suniva
CI INTECO

Reference

Link

www.moserbaersolar.com

Model

Model Name	Max Vdc
MBPV-CAAP BB	600
MBPV-CAAP BB	1000

Type

Poly-crystalline

Brand Name

MoserBaersolar

Size (W)	Imp (A)	Isc (A)
210	7,46	8,09
220	7,46	8,09

Reference

PV/CN/ENG/SC/132 Rev 01

GERAÇÃO + INVERSOR

Fonte: Adaptado de ETAP (2021).

Figura 23 – Parametrização da potência do sistema solar no ETAP

PV Array Editor - GERAÇÃO + INVERSOR

Info PV Panel PV Array Inverter Physical Time Domain Remarks Comments

MFR MoserBaersolar Type Poly-crystalline # of Cells 60

Model MBPV-CAAP BB Size 220 Vdc 1000

PV Panel

Watt / Panel 220,9

in Series 13

of Parallel 9

PV Array (Total)

of Panels 117

Volts,dc 384,93

kW,dc 25,84

Amps,dc 67,14

GERAÇÃO + INVERSOR

Fonte: Adaptado de ETAP (2021).

Figura 24 – Parametrização de inversor de frequência no ETAP

GERAÇÃO + INVERSOR

PV Array Editor - GERAÇÃO + INVERSOR

Info PV Panel PV Array Inverter Physical Time Domain Remarks Comments

MFR MoserBaersolar Type Poly-crystalline # of Cells 60

Model MBPV-CAAP BB Size 220 Vdc 1000

Inverter Editor - Inv3

Info Rating SC Model FRT Generation Harmonic Reliability Remarks Comment

DC 30,93 kW 384 V AC 0,38 kV 30 kVA

DC Rating

kW 30,93 V 384 Vmax 110 % Vmin 0 %

FLA 80,54

Efficiency

%Load 100 75 50 25

%Eff. 97 95 93 90

Imax 150 %

AC Rating

kVA 30 kV 0,38 FLA 45,58 Normal Operating Voltage

%PF 100 Min. PF 80 Max. PF 100 Vmin 90 % Vmax 110 %

AC Grounding

Grounded Earthing Type NEC

Fonte: Adaptado de ETAP (2021).

A partir do exposto, tem-se uma referência da metodologia de parametrização dos componentes de sistemas de potência por meio do *software* ETAP. O ETAP disponibiliza uma série de componentes, o que possibilita modelar as mais variadas tipologias para sistemas de potência, sendo recomendado também para trabalhar-se com circuitos em tempo real de execução. Com isso, a aplicação se mostra suficiente para modelagem do circuito proposto no presente trabalho, a qual será apresentada no Capítulo 5.

4 IMPACTO DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA SOB O ASPECTO DA QUALIDADE DA ENERGIA

A geração distribuída traz muitos benefícios, incluindo confiabilidade, flexibilidade no uso de energia, diminuição de custos relacionados a compra de energia e maior eficiência energética através do uso de energias limpas e renováveis (LOPES *et al.*, 2007). Entretanto, segundo Singh (2009), esse tipo de geração apresenta diversos desafios encontrados ao iniciar a integração da geração distribuída em um sistema de distribuição, tais como os exemplificados no Quadro 1.

Quadro 1 – Desafios encontrados para integração de GD nos sistemas de distribuição

Desafios	Definição
Operação e controle	O nível de tensão na GD pode levar a um aumento do nível de tensão da rede da concessionária no local de instalação e caso haja um interruptor aberto na rede de distribuição, é fundamental que o GD não venha energizar o trecho em questão
Mudança na Capacidade de Curto-circuito	À medida que a penetração da DG aumenta em um local, a capacidade de curto-circuito aumenta, embora em algumas situações isso seja desejável, em outras pode ocasionar problemas.
Qualidade de energia	diferentes fontes de GD têm características de geração diferentes, a conversão CC-CA e os controles de correspondência de tensão devem ser ajustados para não exceder os parâmetros de qualidade estipulados pela concessionária local. Além disso, podem ocorrer influencia no comportamento dos dispositivos devido à presença dos harmônicos gerados pelo IF
Desbalanço de tensão	Inúmeras categorias de inversores estão disponíveis no mercado e dependendo da forma como esses inversores são instalados podem ser gerados desequilíbrios de tensão em postos da rede

Fonte: Adaptado de Singh (2009).

Em aspectos gerais, conforme Mitra (2013), a inserção GFV em escala pequena a moderada pode trazer benefícios ao sistema de distribuição. Isto deve-se ao fato de que em sistemas com geração perto da carga, o qual será o cenário após aplicação dos SFCR como GD no sistema, as correntes de linha sofrerão uma diminuição em sua magnitude, o que pode acarretar melhores níveis de tensão para os consumidores locais. Existe também uma grande probabilidade de diminuir-se as perdas nas linhas com aplicação de técnicas de correção de FP ou injeção de correntes harmônicas melhoramento dos sinais de onda das linhas.

Por outro lado, para Waenga e Pinto (2016), com altos níveis de penetração da GD, durante uma geração excedente de energia, é possível ocorrer perdas substanciais de energia no sistema, desequilíbrio de tensão e sobrecarga nas linhas advindas do subdimensionamentos de condutores presentes na rede gerados pela disponibilização de energia pelas GDs. Como forma de minimizar tais impactos, pode-se programar a inserção de GFV, obtendo-se uma redução na queda de tensão de fases mais carregadas e com isso será possível equilibrar a tensão da rede.

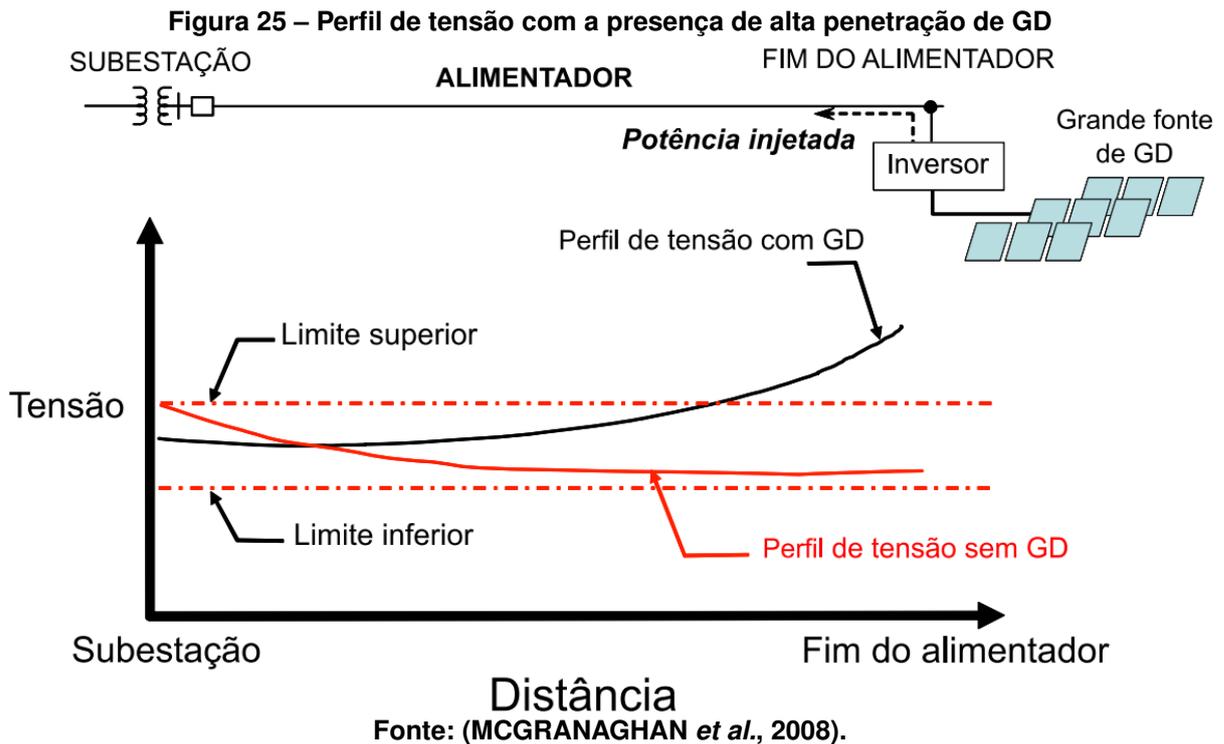
Para De Souza (2009), são necessárias análises de diversos parâmetros para garantir a segurança e qualidade do fornecimento de energia nas normas nacionais. Nesse sentido, o escopo deste trabalho se concentrará no item da qualidade da energia elétrica. Para isso, serão analisados os tópicos de tensão e harmônicos propostos pelo Módulo 8 do PRODIST com base na literatura e comparando com os resultados constatados nas simulações.

4.1 Qualidade do Nível de Tensão

O crescimento da penetração da GD, especialmente intermitente, como é o caso dos SFs, aumenta muito a importância da regulação da tensão e do controle centralizado, pois um dos fatores que limitam a inclusão da GD em um alimentador é o impacto desses geradores de tensão (VIAWAN, 2008).

Experimentos mostram que a comutação de sistemas fotovoltaicos pode causar afundamentos de tensão, transientes impulsivos e distorção de corrente no ponto de rede. Além disso, a conexão dos SFCR pode efetivamente superar os afundamentos de tensão e transientes impulsivos causados por comutação de cargas (PING; DONG; XIN, 2019).

A prática tradicional de *Volt/Var Control* (VVC) utilizada pelas concessionárias geralmente assume que a energia é fornecida apenas a partir da Subestação (SE), apresentando um fluxo unidirecional até o final do alimentador. Quando a GD é acrescentada, a suposição original do comportamento do sistema (tensão diminui ao longo da linha de alimentação com o aumento da distância da SE) não pode mais ser tomada como absoluta, acarretando novos desafios para regulação de tensão e potência reativa. A Figura 25 mostra o comportamento do perfil de tensão quando há uma fonte de injeção de energia GD (neste caso um SFCR).



A inserção da GD modifica a rede elétrica original de um sistema passivo para um sistema ativo, criando um fluxo de potência bidirecional que pode afetar diretamente os equipamentos de controle. Dependendo do nível de penetração e das ações de controle realizadas, a rede pode sofrer uma sobretensão no ponto de conexão da GD, ou uma SE, caindo abaixo de seu limite inferior quando a GD é desconectada ou sua geração for interrompida (MCGRANAGHAN *et al.*, 2008).

Diante disso, devido a inserção do SFCR os níveis de tensão no ponto de fornecimento podem subir consideravelmente. Isso pode trazer um benefício para o consumidor rural, pois geralmente os níveis de tensão entregados por meio das linhas de transmissão (LT) rurais se encontram abaixo dos esperados como padrão de fornecimento.

4.2 Harmônicos

A energia é fornecida por corrente alternada senoidal com uma certa frequência, no Brasil, 60 Hz. No entanto, a presença de harmônicos deve ser levada em consideração. A magnitude desses harmônicos pode ser obtida a partir da razão entre a sua frequência e a frequência fundamental da onda podendo ser par ou ímpar (BELISKI; SCARAMBELOT; SAMPINELLI, 2018). A presença de harmônicos na rede pode causar distorção. Isso resulta em ondas não senoidais tanto na corrente quanto na tensão (COPEL NTC 905200, 2014). A distorção harmônica se manifesta devido a presença de cargas não lineares conectadas ao circuito, como computadores e lâmpadas fluo-

rescentes. A distorção de tensão pode causar mau funcionamento de equipamentos eletrônicos e a distorção de corrente pode causar sobrecarga de cabos, transformadores e condutores neutro, erro de medição e acionamento de dispositivos de proteção (BRAUN-GRABOLLE, 2010).

Essa distorção harmônica de corrente pode ser injetada na rede pelo inversor fotovoltaico dependendo da carga conectada ao circuito ligado a ele e da quantidade de energia. Quanto mais próximo o inversor estiver da potência nominal, menor será a taxa TDH, cuja TDH atual não deve ultrapassar 5%. A quantidade de distorção harmônica da corrente injetada pelo inversor depende principalmente das características da carga conectada ao inversor (URBANETZ JUNIOR, 2010).

O percentual THD, seja de corrente ou tensão, surgiu pela necessidade de quantificar numericamente os harmônicos presentes no sistema. Esta é uma quantidade adimensional que caracteriza um sinal distorcido por componentes harmônicos. É expresso em porcentagem, e preferencialmente deve ser o menor possível. Além disso, existem regras que regem os valores máximos possíveis para cada instalação (NASCIMENTO, 2013).

O efeito ocasionado pelos harmônicos de tensão nas redes de distribuição ocorre principalmente devido à presença máquinas elétricas como transformadores. O aumento das perdas no ferro nos transformadores é em sua maioria devido aos harmônicos de tensão. Enquanto, os harmônicos de corrente aumentam as perdas devido à corrente de fuga. Os efeitos harmônicos nos transformadores ocorre independentemente do número de conexões de GD na rede de distribuição (PATIL; GIRGAONKAR; MUSUNURI, 2014).

Por outro lado, em um estudo realizado em Santa Catarina que analisou o comportamento de alguns inversores de comutação automática (os quais impõem a sua forma de onda para a rede), em alguns casos, obteve-se até 10% de TDH (URBANETZ JUNIOR, 2010).

5 MODELAGEM E SIMULAÇÃO DA INSTALAÇÃO NO ETAP

Conforme descrito no Capítulo 1, foi determinado um circuito alimentador de distribuição de energia elétrica em que poderia haver problemas com quedas de tensão devido a perdas na linha de distribuição. Posteriormente, foram efetuadas as medições em campo para verificar esses níveis de tensão e a partir destes dados foi simulado a inserção de energia fotovoltaica em uma instalação rural pertencente ao circuito alimentador e efetuada a modelagem e avaliação dos resultados obtidos através do *software* ETAP.

5.1 Dados Coletados no Circuito Alimentador

O circuito verificado faz parte de uma rede elétrica rural. Esta rede possui um transformador de 75 KVA e as medições foram feitas utilizando o equipamento IMS *Power Quality*, modelo *PowerNET P-300*.

A Tabela 4 mostra o resumo dos resultados obtidos através das medições feitas em campo com o uso do analisador no local da instalação rural, utilizando de índices definidos para explicação os resultados.

Tabela 4 – Resumo dos resultados para medições no Local de estudo.

ÍNDICE	TENSÃO		
	V_A	V_B	V_C
DRP	26.78%	0.09%	1.68%
DRC	0.09%	98.21%	0.09%
MÁXIMA	134.40	141.52	129.61
MÍNIMA	105.22	110.43	102.44
MÉDIA	131.91	139.22	127.87

Fonte: Autoria própria (2022).

A Duração Relativa de Tensão Precária (DRP) é um indicador individual referente a duração relativa das leituras de tensão nas faixas de tensão precárias em um período de observação definido e expresso em percentual. Já o Duração Relativa de Tensão Crítica (DRC), é o indicador individual referente a duração relativa das leituras de tensão nas faixas de tensão críticas em período de observação definido e expresso em percentual. A tensão base do sistema (100%) é de 127 V.

Pode-se observar nas medições uma transgressão de 26,78% de DRP para fase V_A e 98,21% de DRC na fase V_B, evidenciando a existência de uma instabilidade nos níveis de tensão.

Conforme definido pela ANEEL e explicitado na Tabela 5, os níveis máximos de DRP e DRC são 3% e 0,5% respectivamente. No entanto, os níveis apresentados nas medições ultrapassam os valores limites com alto grau de discrepância.

Tabela 5 – Limites de DRP e DRC

Conforme estabelecido pela ANEEL no Módulo 8 do PRO-DIST, os limites vigentes para os indicadores DRP e DRC são os seguintes:		
DRP Máximo	3.00%	MEDIÇÃO INICIAL
DRC mínimo	0.50%	
LIMITES ADEQUADOS		Reclamação
Máxima	Mínima	
133	117	VOLTS

Fonte: Autoria própria (2022).

Além disso, foi possível registrar o número de medições em determinadas faixas percentuais de tensão. A Tabela 6 mostra o histograma de tensão para as medições realizadas. No histograma é possível observar para a fase B que ocorreram 533 medições com percentual superior a 10% do nível de tensão adequado, evidenciando a necessidade de intervenção no sistema para ajustes dos níveis de tensão.

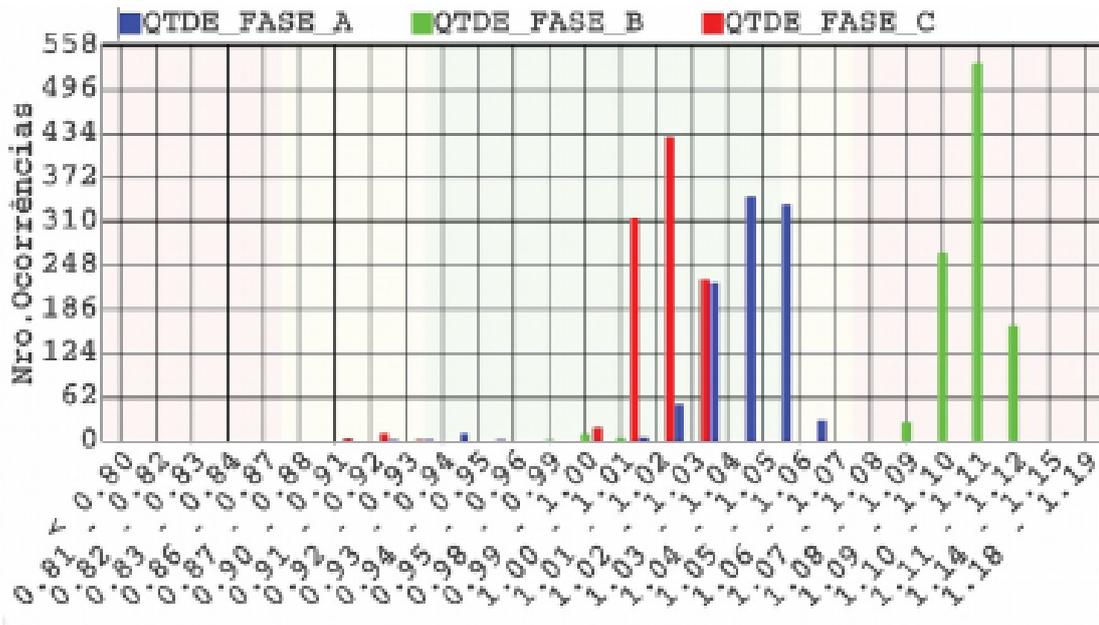
Tabela 6 – Histograma de tensões

FAIXA	QUANT.REGISTROS		
	Fase A	Fase B	Fase C
Registros	1008	1008	1008
0.90 - 0.91	0	0	4
0.91 - 0.92	0	0	11
0.92 - 0.93	2	0	2
0.93 - 0.94	2	0	0
0.94 - 0.95	11	0	0
0.95 - 0.96	2	0	0
0.96 - 0.97	0	0	0
0.97 - 0.98	0	0	0
0.98 - 0.99	0	4	0
0.99 - 1.00	0	10	19
1.00 - 1.01	0	4	314
1.01 - 1.02	6	0	429
1.02 - 1.03	51	0	228
1.03 - 1.04	223	0	0
1.04 - 1.05	346	0	0
1.05 - 1.06	334	0	0
1.06 - 1.07	30	0	0
1.07 - 1.08	0	1	0
1.08 - 1.09	0	27	0
1.09 - 1.10	0	266	0
1.10 - 1.11	0	533	0
1.11 - 1.12	0	163	0
1.12 - 1.13	0	0	0
1.13 - 1.14	0	0	0
1.14 - 1.15	0	0	0

Fonte: Autoria própria (2022).

O equipamento também disponibilizou as medições de tensão de forma gráfica, facilitando a interpretação dos dados obtidos. Pela Figura 26, é possível observar que um comportamento ideal para as medições seria com a concentração das ocorrências no centro do gráfico. Contudo, o comportamento difere, onde as fases A e B apresentam muitas ocorrências fora dos limites estabelecidos pela ANEEL no Módulo 8 do PRODIST.

Figura 26 – Gráfico de ocorrência das medições de tensão



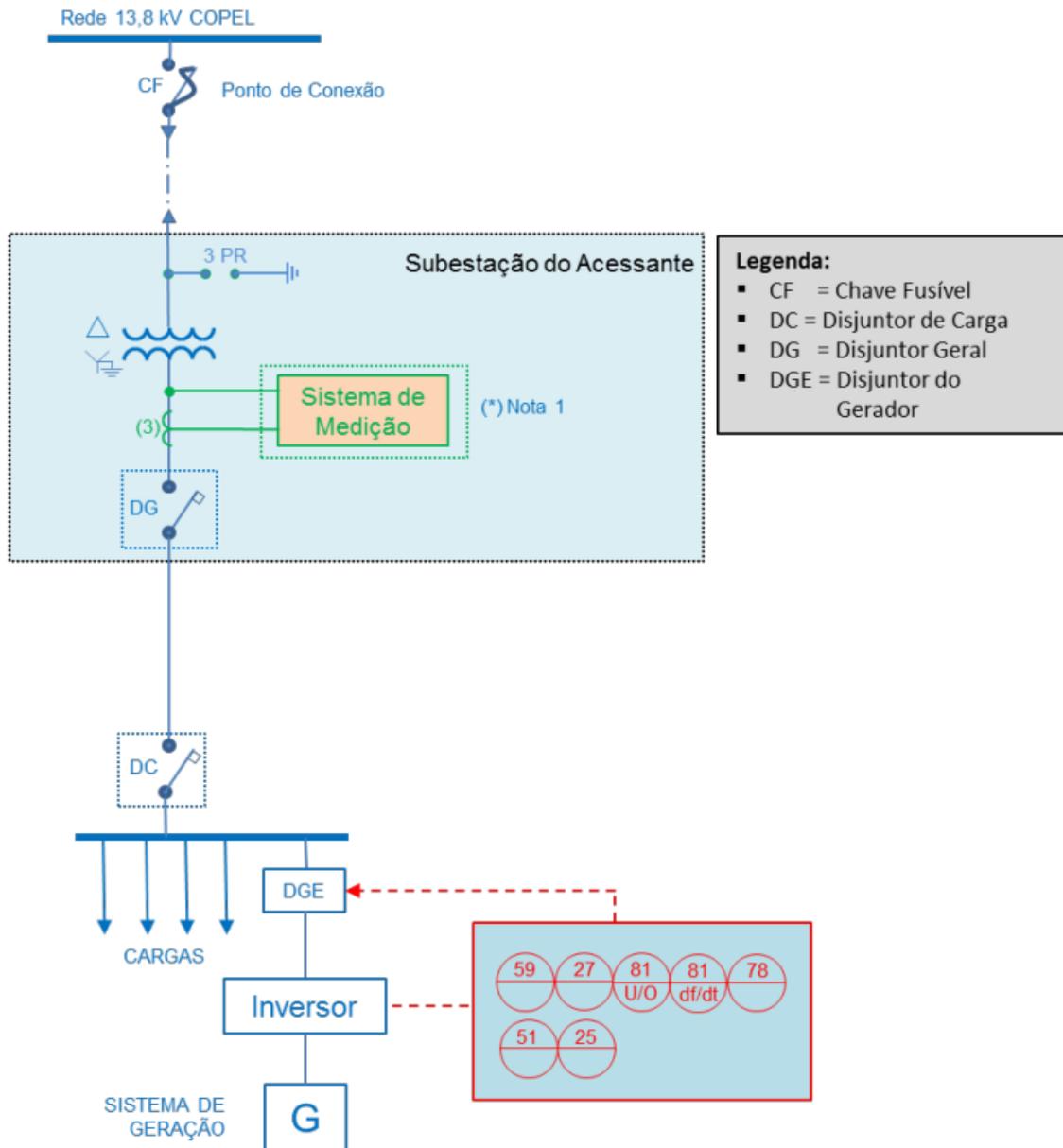
Fonte: Autoria própria (2022).

De posse dos dados do sistema real, com a evidência da existência do problema, foi possível elaborar um modelo de representação do sistema por meio do *software* ETAP, o qual servirá de referência para simular os resultados e consequências da inserção de uma geração fotovoltaica no sistema.

5.2 Modelo de Simulação

Conforme todas as configurações e exemplos de parametrização de componentes do sistema elétrico, bem como do sistema fotovoltaico exploradas no Capítulo 3, pôde-se modelar um sistema de simulação contemplando o acoplamento de um SFCR para alimentação parcial de uma carga de 70 kVA cuja alimentação primária é realizada pela concessionária. Para isso, foi utilizada como referência para às configurações e ligação do SFCR a norma NTC 905200 da Copel (2014). A Figura 27 mostra o modelo de ligação disponibilizado e requerido pela Copel para geração distribuída com fornecimento em média tensão para geração de até 75 kW na baixa tensão com o uso de inversor.

Figura 27 – Modelo de ligação da Copel para geração distribuída com fornecimento em média tensão para geração de até 75 kW na BT com o uso de inversor

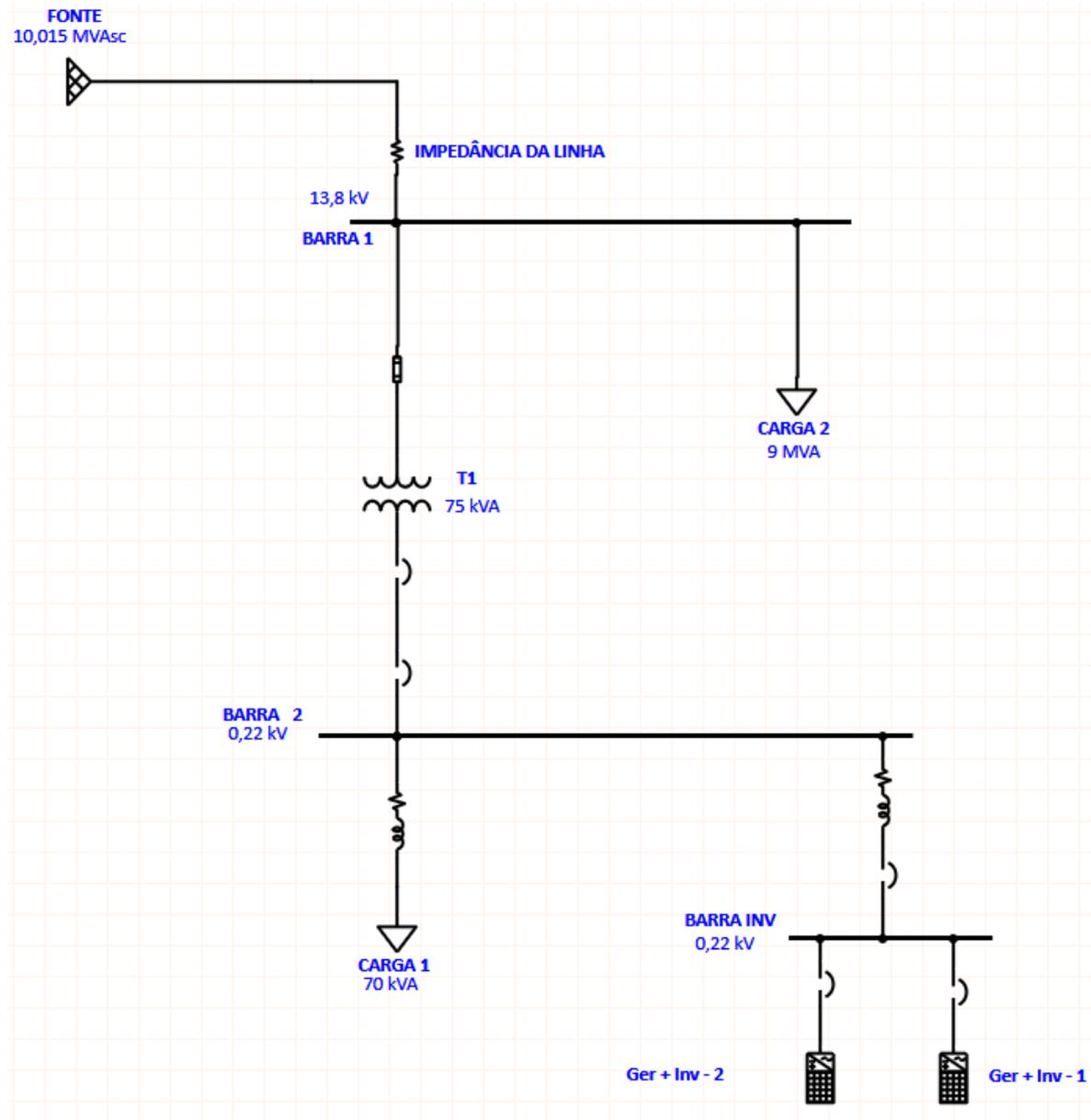


Fonte: (COPEL NTC 905200, 2014).

O sistema modelado contemplou a inclusão de duas cargas, uma conectada diretamente com o barramento de 13,8 kV de fornecimento da concessionária e denominada Carga 2 com potência de 8 MVA, a qual permite alterações para fins de simulação. Essa carga tem a finalidade de demonstrar a continuação do sistema de distribuição conectado ao alimentador definido. Também foi definida a Carga 1 com 70 kVA, onde o SFRC foi conectado. Essa carga possui o fornecimento por um transformador da concessionária com potência nominal de 75 kVA. O SFRC foi modelado de forma a contemplar 2 inversores e uma geração total equivalente 42 kW. Foram utilizados 13 *strings* com 15 placas em paralelo compondo a mesma, para cada inversor.

No total, a simulação contempla a inserção de 390 placas solares. A Figura 28 mostra o modelo de simulação construído.

Figura 28 – Modelo de simulação do circuito no ETAP



Fonte: Autoria própria (2022).

A partir do modelo construído foi possível realizar as simulações necessárias para averiguação dos parâmetros referentes a QEE, empregando a análise das variações de tensão, análise de harmônicos e análise de curto-circuito trifásico que serão discutidas nas próximas Seções.

5.3 Variações de Tensão no Sistema

Conforme critérios definidos pelo PRODIST Módulo 8 - 2018, a conformidade de tensão em regime permanente refere-se à comparação do valor de tensão obtido por através de medições, no ponto de conexão, em relação aos níveis de tensão definidos como adequados, precários e críticos. A tensão em regime permanente deve ser acompanhada em todo o sistema da concessionária, devendo ela utilizar de recursos e técnicas atuais para o acompanhamento, atuando de forma a prevenir que a tensão em regime permanente se mantenha dentro dos limites adequados.

Essa tensão deve ser avaliada através de um conjunto de leituras obtidas por medição específica, de acordo com a metodologia apropriada, conforme definido pelo PRODIST. A avaliação de conformidade dos níveis de tensão deve ser efetuada nos pontos de conexão entre distribuidoras e entre distribuidoras e consumidores - pontos de conexão com a Rede e realizadas por meio dos indicadores estabelecidos pelo PRODIST.

No contexto dos SFCR, observa-se que o fornecimento de energia ocorre quando existe irradiância solar sobre as placas fotovoltaicas (BRAUN-GRABOLLE, 2010). Nesse cenário, a potência entregue pelos SFCR pode sofrer alterações nos níveis conforme ocorrências de passagem de nuvens e diminuição repentina da irradiação solar. Em um estudo realizado por Grady, Thomas e Razon (2014), verificou-se quanto ao efeito descrito anteriormente de sombreamento dos SFCR que ocorreu uma queda de tensão de aproximadamente 2,1%. E no caso de desligamento subto dos painéis em caso de falta e energia no sistema da concessionária a queda de tensão observada ficou na média de 3%.

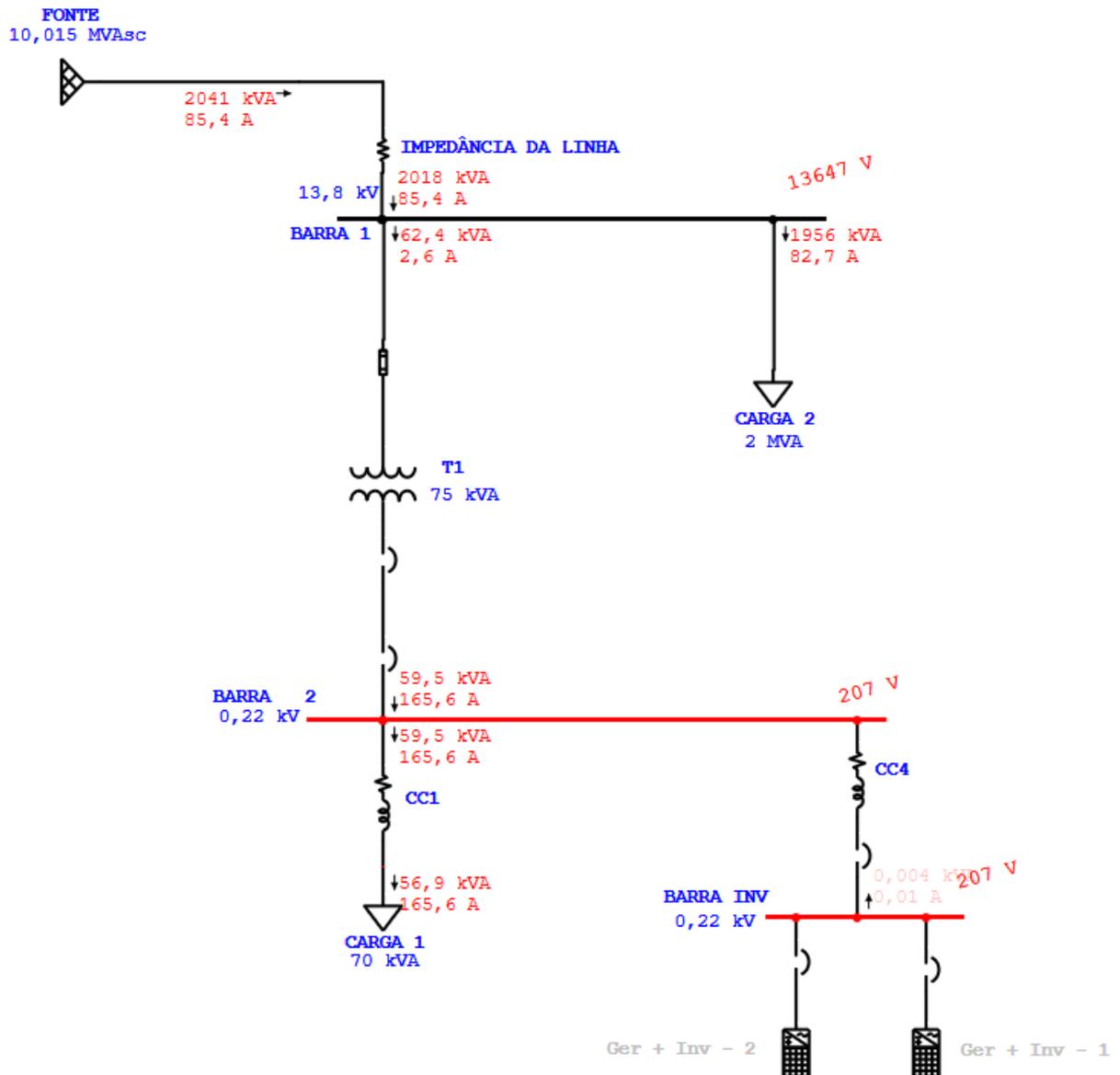
Com isso, pode-se observar que há grande probabilidade de ocorrer desestabilidade nos níveis de tensão entregues pelos SFCR quando instalados como suporte ao sistema. Mesmo ocorrendo pequenas variações, essas podem impactar na qualidade da energia entregue. Por isso serão abordadas algumas análises referente a variações de tensão e realizadas simulações, quando possível, para averiguar o comportamento do sistema.

5.3.1 Variações de Tensão em Relação ao Nível de Carga

Em linhas rurais que se encontram em estágios finais dos circuitos de distribuição é comum os níveis de tensão estarem abaixo do esperado. Esse fenômeno é ocasionado em grande parcela pela distribuição de cargas ao longo do circuito que antecede a propriedade rural. Assim, devido a disposição de cargas, quando as mesmas estão em uso durante períodos do dia, a tensão no final da linha cai chegando a níveis que prejudicam a qualidade de entrega.

Nesse contexto, foram simuladas duas situações onde uma carga denominada Carga 2 varia sua magnitude com o objetivo de demonstrar o fenômeno mencionado anteriormente. Em um primeiro cenário a carga 2 foi definida com 2 MVA, o que representa 20% da capacidade do alimentador definido em 10 MVA. Nesse caso, o comportamento do nível de tensão da carga 1, que representa o consumidor rural teve níveis de tensão adequados no fornecimento de energia. A tensão entregue foi de aproximadamente 207 V, o que se mostra dentro dos níveis admissíveis para a entrega. A simulação pode ser observada na Figura 29.

Figura 29 – Tensão de entrega com baixo nível de carga no circuito alimentador

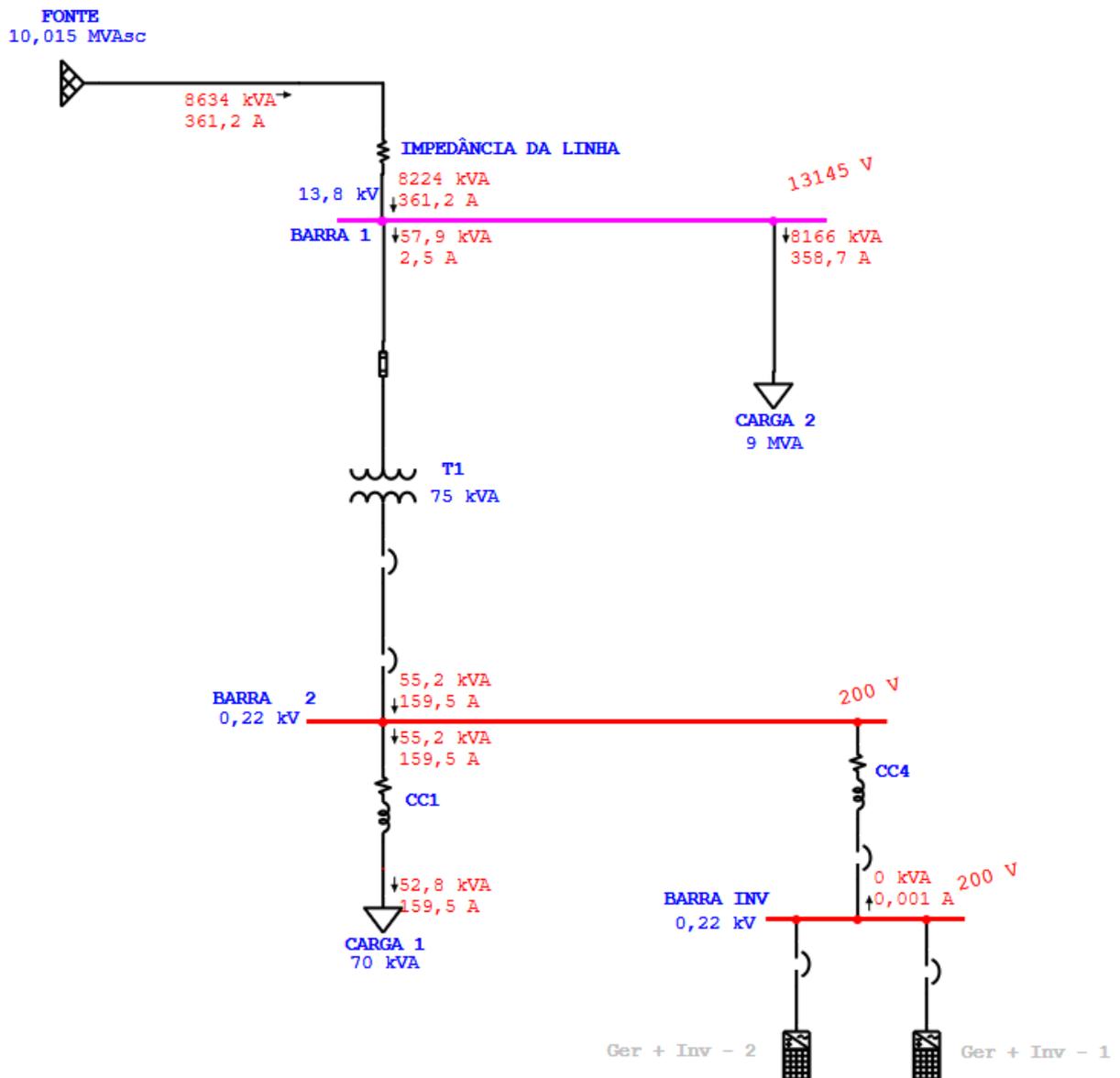


Fonte: Autoria própria (2022).

Em um segundo cenário, onde a carga 2 no alimentador foi simulada contemplando 9 MVA de potência aparente, cenário que representa um momento de pico de consumo no circuito do alimentador, o nível de tensão na propriedade rural diminuiu

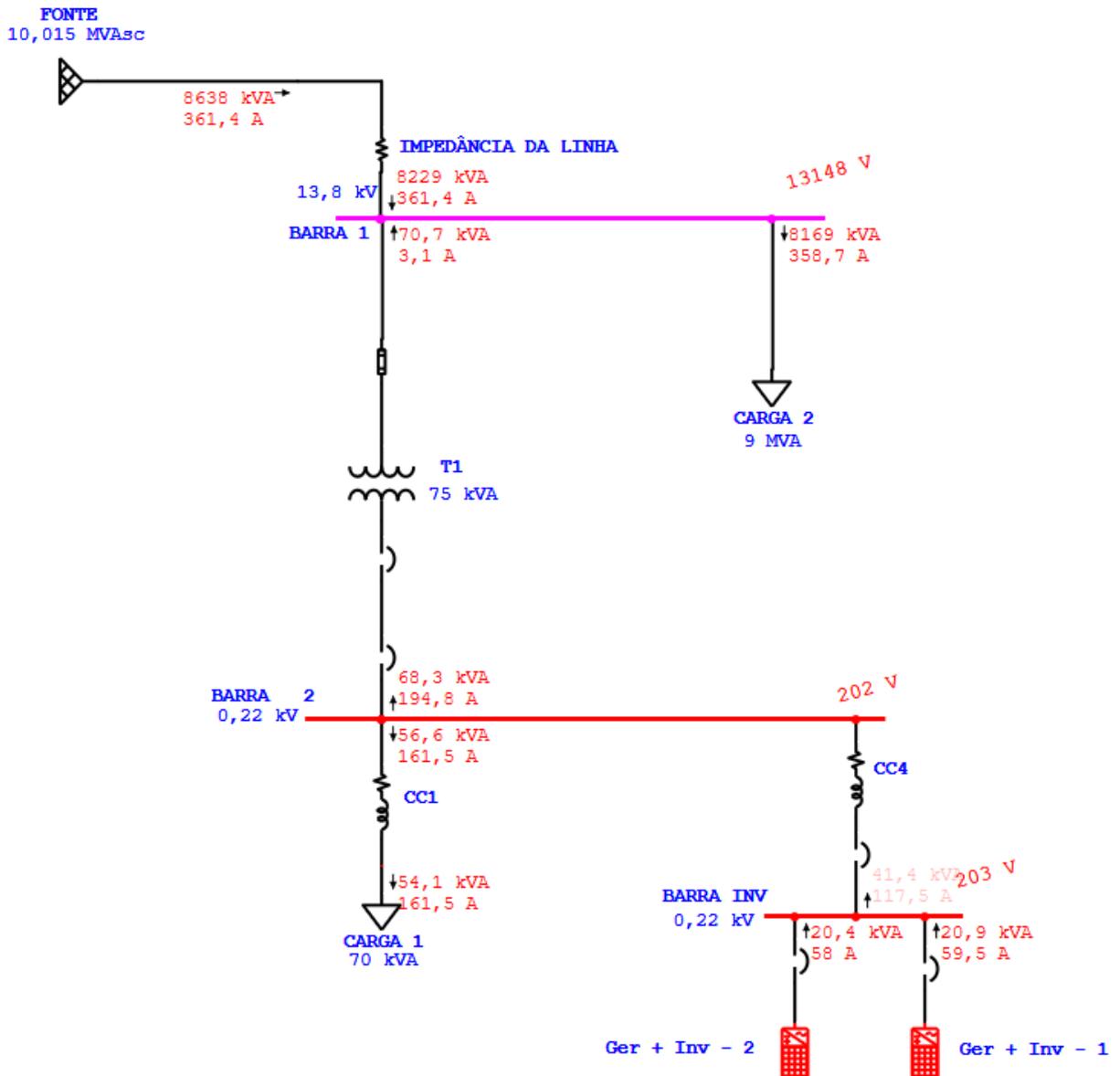
consideravelmente chegando a 200 V, o que representa um decréscimo de 7 V. O decréscimo pode ser observado na Figura 30. Segundo o PRODIST - Módulo 8, o nível de tensão adequado para a propriedade estaria entre 202 V e 231 V. Nesse cenário a simulação evidenciou um caso de tensão precária, que se enquadra entre 191 V e 201 V. Por isso, podem ser adotadas medidas por parte da concessionária para melhorar os níveis de tensão entregues. Sendo possível fazer um recondutoramento, instalando condutores com maior seção transversal com intuito de diminuir a resistência do circuito, instalar banco de capacitores, instalar reguladores de tensão, entre outros meios possíveis, o que resultaria em uma melhora nos níveis de tensão dentro de parâmetros adequados segundo o agente regulador. No contexto de instalações rurais, essa é uma situação mais comum durante o período diurno, onde as propriedades que se encontram no estágio final do circuito geralmente recebem níveis de tensão fora dos padrões em determinados períodos do dia.

Figura 30 – Tensão de entrega com alto nível de carga no circuito alimentador



Em um terceiro cenário, foi acoplado o SFCR à instalação com o propósito de averiguar o comportamento da tensão no barramento de cargas do consumidor. A Figura 31 mostra os resultados com a inserção do SFCR. Com a modificação, pôde ser notado um acréscimo no nível de tensão do barramento, passando de 200 V para 202 V. Pelo PRODIST - Módulo 8, esse nível de tensão se encontra na faixa adequada. Além disso, a simulação mostra que a GD tem a capacidade de contribuir com a melhora do perfil de tensão em instalações rurais, o que pode contribuir muito para a estabilidade do sistema e qualidade da energia.

Figura 31 – Análise do perfil de tensão no Barramento de carga com a inserção do SFCR



5.3.2 Afundamentos de Tensão

Os afundamentos de tensão referem-se ao fenômeno em que a tensão de um determinado ponto do sistema de distribuição diminui subitamente abaixo do limite definido e se reestabelece após um curto intervalo de tempo (BAGGINI, 2008).

Muitas pesquisas monitoram os afundamentos calculando a média da raiz valores quadrados (RMS), que são normalmente descritos como perturbações bidimensionais, descritas por profundidade e duração.

No cálculo RMS da tensão, URMS(1/2) é definido como o resultado da tensão medida RMS em um ciclo e atualizado a cada meio ciclo. A fórmula para encontrar

o RMS da tensão amostrada em uma janela de período é mostrado na Equação 1 (PING; DONG; XIN, 2019).

$$U_{\text{RMS}(1/2)} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1+(k-1)\frac{N}{2}}^{(k+1)\frac{N}{2}} u^2(i)} \quad (1)$$

No caso estudado não é aplicável a simulação de afundamentos de tensão devido ao fato de o sistema ser projetado em regime permanente pelo *software* e o afundamento de tensão ser uma métrica de averiguação pontual. No entanto, segundo o estudo de Ping, Dong e Xin (2019), foi possível observar que na comutação de conexão de grandes SFCR à rede da concessionária ocorrem afundamentos de tensão, assim como em casos de desligamento repentino dos mesmos.

5.3.3 Flutuação de Tensão

A flutuação de tensão representa um dos fenômenos associados a qualidade de energia em regime permanente e que segundo Paulillo e Teixeira (2010), se retratam como variações regulares dos valores eficazes de tensão, ou diversas mudanças aleatórias, em que suas magnitudes não ultrapassam faixas de valores predeterminados (faixa entre 0,95 pu e 1,05 pu).

Também pode-se dizer segundo o PRODIST na seção 8.1, que a flutuação de tensão é um fenômeno definido pela variação aleatória, repetitiva ou eventual dos valores eficazes ou de pico da tensão instantânea.

Para determinar a qualidade da tensão do sistema de distribuição quanto à flutuação de tensão, deve-se avaliar o incômodo provocado pelo efeito da cintilação luminosa no consumidor, que tenha em sua unidade consumidora pontos de iluminação alimentados em baixa tensão, e os indicadores de flutuação de tensão são o Pst, o Plt e o Pst 95%:

- O indicador Pst representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 10 minutos;
- O indicador Plt representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 2 horas;
- O indicador Pst95% representa o valor do indicador Pst que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas.

Nos casos simulados não foi possível identificar tais efeitos, porém, segundo Grady, Thomas e Razon (2014), no caso de uma inserção de 50% de GFV no sistema elétrico, a taxa de flutuação de tensão ficaria entre os valores de 0,5% a 2%

no final dos ramais de alimentadores. E esses valores dependem da distância entre a subestação e a GFV.

5.3.4 Desequilíbrio de tensão

O desequilíbrio de tensão representa outro fenômeno associado a qualidade de energia em regime permanente que é caracterizado segundo o PRODIST - Módulo 8 por qualquer diferença verificada nas amplitudes entre as tensões de fase de um determinado sistema trifásico, ou na defasagem elétrica de 120° entre as tensões de fase do mesmo sistema.

O indicador de desequilíbrio de tensão a ser comparado com os limites é o FD95%, que representa o valor do Fator de Desequilíbrio de Tensão – FD% que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas. A Equação 2 define o cálculo do indicador FD%:

$$FD\% = (V - /V+) * 100[\%] \quad (2)$$

Sendo:

- FD% = Fator de desequilíbrio de tensão;
- V- = Magnitude da tensão eficaz de sequência negativa na frequência fundamental;
- V+ = Magnitude da tensão eficaz de sequência positiva na frequência fundamental.

Alternativamente, pode-se utilizar a Equação 3, que leva a resultados em coerência com a equação anterior:

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (3)$$

Onde o valor de β é obtido pela Equação 4:

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (4)$$

Sendo V_{ab} , V_{bc} e V_{ca} as magnitudes das tensões eficazes de linha na frequência fundamental.

O Módulo 8 do PRODIST determina que os limites para o indicador de desequilíbrio de tensão FD95% devem ficar dentro dos limites apresentados na Tabela 7. Esses limites correspondem ao valor máximo desejável a ser constatado no sistema elétrico de distribuição.

Tabela 7 – Limites para o indicador de desequilíbrio de tensão

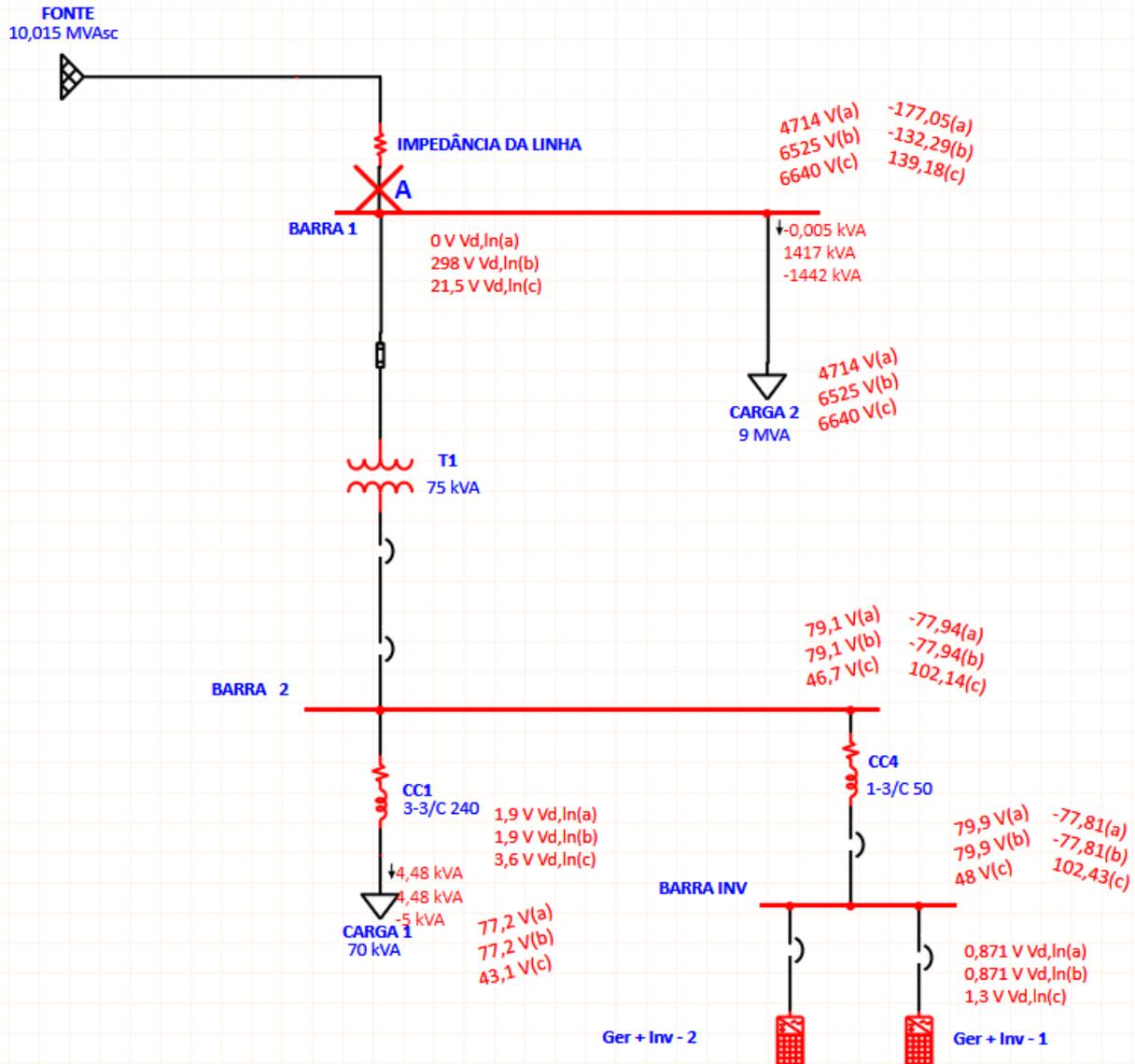
Indicador	Tensão nominal(Vn)	
	$V_n \leq 2,3 \text{ kV}$	$2,3 \text{ kV} < V_n < 230\text{KV}$
FD95%	3,00%	2,00%

Fonte: Adaptado de ANEEL- PRODIST - Módulo 8 (2018).

Para exemplificar um caso de desequilíbrio de tensão, pode-se considerar a incidência de um curto-circuito monofásico na fase A do circuito simulado. No caso de estudo, é possível realizar a simulação em diferentes postos do sistema. No entanto, para demonstração dos impactos em relação ao desequilíbrio de tensão será utilizado o ponto de conexão com a concessionária, o qual é de suma importância para análise com relação à QEE.

Considerando o ponto de conexão com a concessionária e realizando a simulação para um curto-circuito na fase A do sistema, a Figura 32 apresenta os resultados pelo *software* para a análise em questão. É possível notar a ocorrência de um desnívelamento entre as tensões V_a , V_b , V_c no ponto de entrega e no ponto de conexão com as cargas. Além disso, nota-se que com ocorrência do curto monofásico no lado primário do transformador, as tensões de fase no barramento de carga diminuem significativamente, chegando a casa de 80 V.

Figura 32 – Análise de curto-circuito monofásico na fase A no ponto de conexão



Fonte: Autoria própria (2022).

Como as tensões de fase foram disponibilizadas pela simulação com módulo e ângulo, o fator de desequilíbrio de tensão pode ser estimado usando a equação alternativa e o fator β disponibilizados no Módulo 8 do PRODIST. Segundo Alexander e Sadiku (2013), a tensão entre duas fases a e b em circuito trifásico pode ser calculada pela Equação 5:

$$V_{ab} = V_a - V_b \quad (5)$$

Onde V_a e V_b são as tensões entre fase e neutro para o sistema, ou também as tensões de fase do circuito. Com isso, as tensões de linha equivalentes podem ser estimadas. A Tabela 8 mostra as tensões de linha para às barras 1 e 2 do sistema.

Tabela 8 – Tensões de linha para as barras 1 e 2 com curto-circuito monofásico no ponto de conexão

Barramentos do Sistema	Tensões de linha		
	Vab	Vbc	Vca
Barra 1	4664,92 < 93,07°	9189,3 < -86,04°	4594,03 < 93,95°
Barra 2	0	125,70 < -77,91°	125,70 < 102,10°

Fonte: Autoria própria (2022).

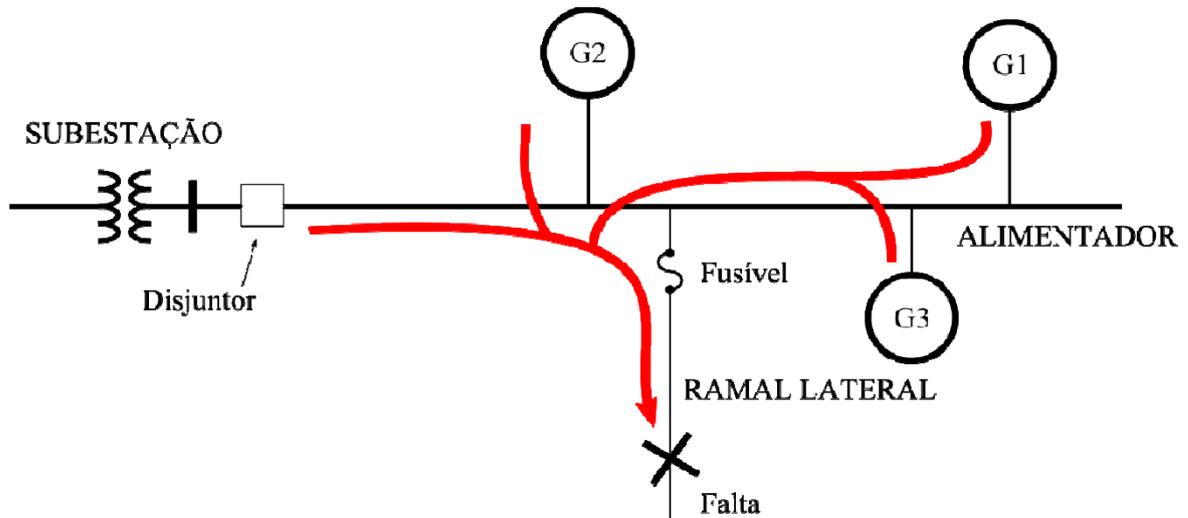
De posse dos dados de tensão de linha para os barramentos foi possível constatar o valor de FD% para o caso de curto-circuito monofásico com as equações disponibilizadas pelo PRODIST - Módulo 8, onde o valor de β para as Barra 1 e 2 foram de 0,496 e 0,5 respectivamente. Para a barra 1 o percentual FD% foi de 93,58%, já para a barra 2 o valor de FD% calculado foi de 100%. Esses valores altos para o desequilíbrio de tensão são esperados para situações de curto-circuito monofásico, já que uma fase fica com a magnitude de tensão tendendo a zero no ponto da falta.

Por outro lado, segundo o artigo do IEEE de Kopicka, Ptacek e Toman (2014), os desequilíbrios de tensão são causados em sua maioria devido às conexões de clientes monofásicos na rede. Portanto, não é possível observar qualquer efeito significativo da inserção do SFCR no parâmetro de desequilíbrio. Além disso, considerando a GFV é uma fonte simétrica, a avaliação da influência da operação da planta no desequilíbrio de tensão é insignificante.

5.4 Análise de Curto-circuito Trifásico

A contribuição para uma falta de uma pequena unidade GD não é grande, no entanto, as contribuições somadas de muitas GDs, unidades de geração de grande porte grandes, podem alterar os níveis de curto-circuito do sistema de forma a causar descoordenações, afetando a segurança e confiabilidade do sistema de distribuição. Se enumeras unidades de GD são adicionadas no sistema, a corrente de falta pode se tornar grande suficiente para que o fusível perca a coordenação com o disjuntor de alimentação durante a falta, levando o fusível a fundir sem necessidade (CICÉLI, 2012).

Figura 33 – Exemplo de aumento do nível de curto-circuito em função da contribuição da GD



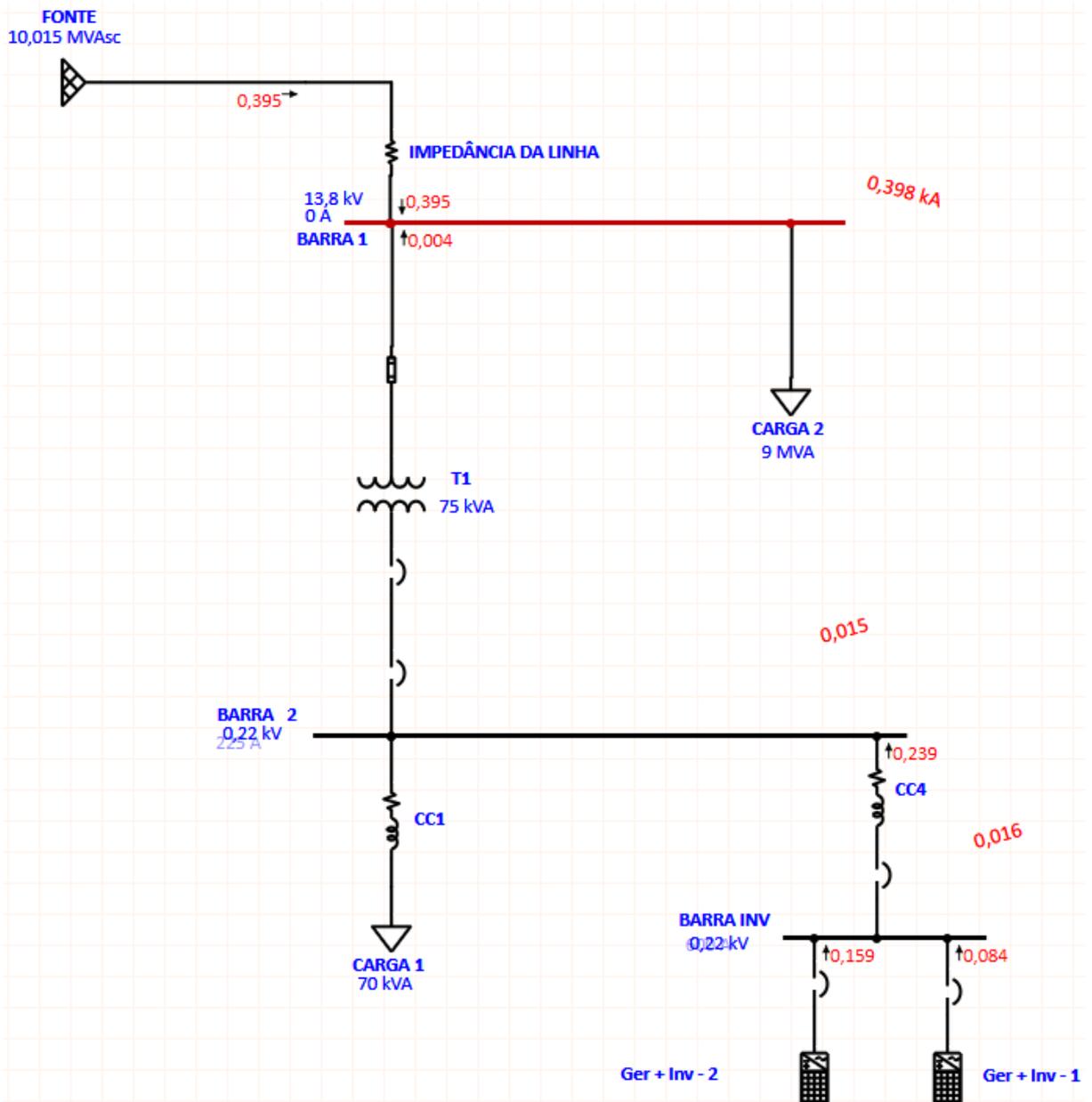
Fonte: (BARKER; MELLO, 2000).

Em redes rurais, a inserção de unidades de GD pode trazer benefícios. Nessas redes, geralmente os circuitos possuem alta impedância, onde a corrente de falta é muito equiparada à condição de carga e uma elevação do nível do curto-circuito acarreta possibilidade de melhor diferenciação entre às duas condições dos pontos no sistema e com isso é possível tornar mais assertiva a definição dos elementos de proteção.

Ademais, a contribuição das GDs às correntes de curto-circuito será mais impactante em redes urbanas, onde a maioria por circuitos possuem baixa impedância, do que em redes rurais, que possuem impedâncias mais elevadas, ocasionando-se níveis de curto-circuito menores.

No estudo acerca dos níveis de curto-circuito trifásico do sistema, obteve-se para a "barra 1" ou barra de conexão um valor aproximado de 400 A de I_{cc} . As Figura 34, Figura 35 e Figura 36, mostram os valores de I_{cc} para os barramentos do sistema simulado.

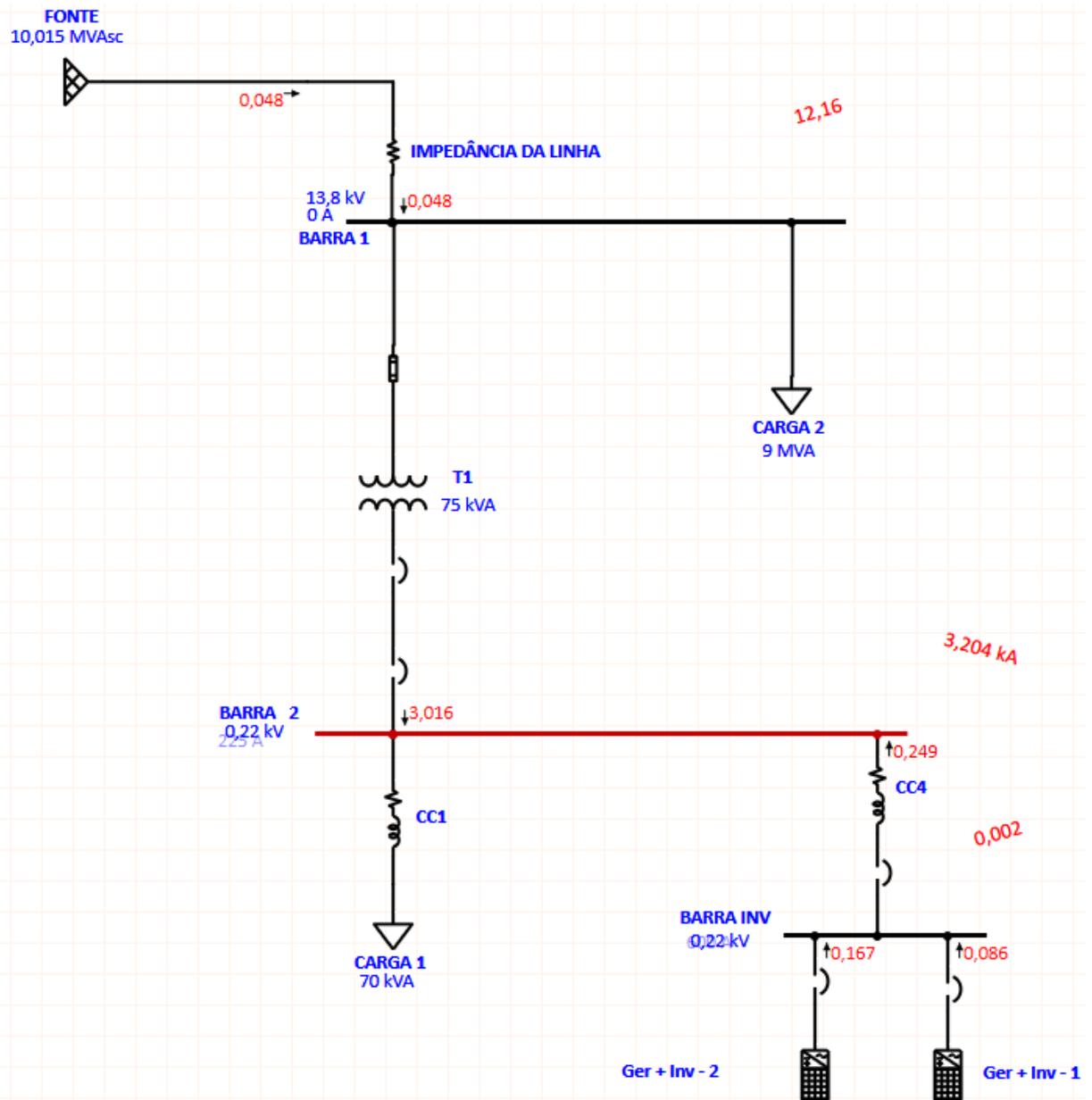
Figura 34 – Análise de curto-circuito trifásico na barra de conexão



Fonte: Autoria própria (2022).

Já na "barra 2", o valor calculado pelo *software* foi de 3,204 kA, onde a contribuição da geração foi de 191 A, denotando 6% de contribuição para a I_{cc} total. Nesse cenário, a contribuição para o nível de curto-circuito da instalação devido à inserção da geração fotovoltaica não foi significativamente impactante.

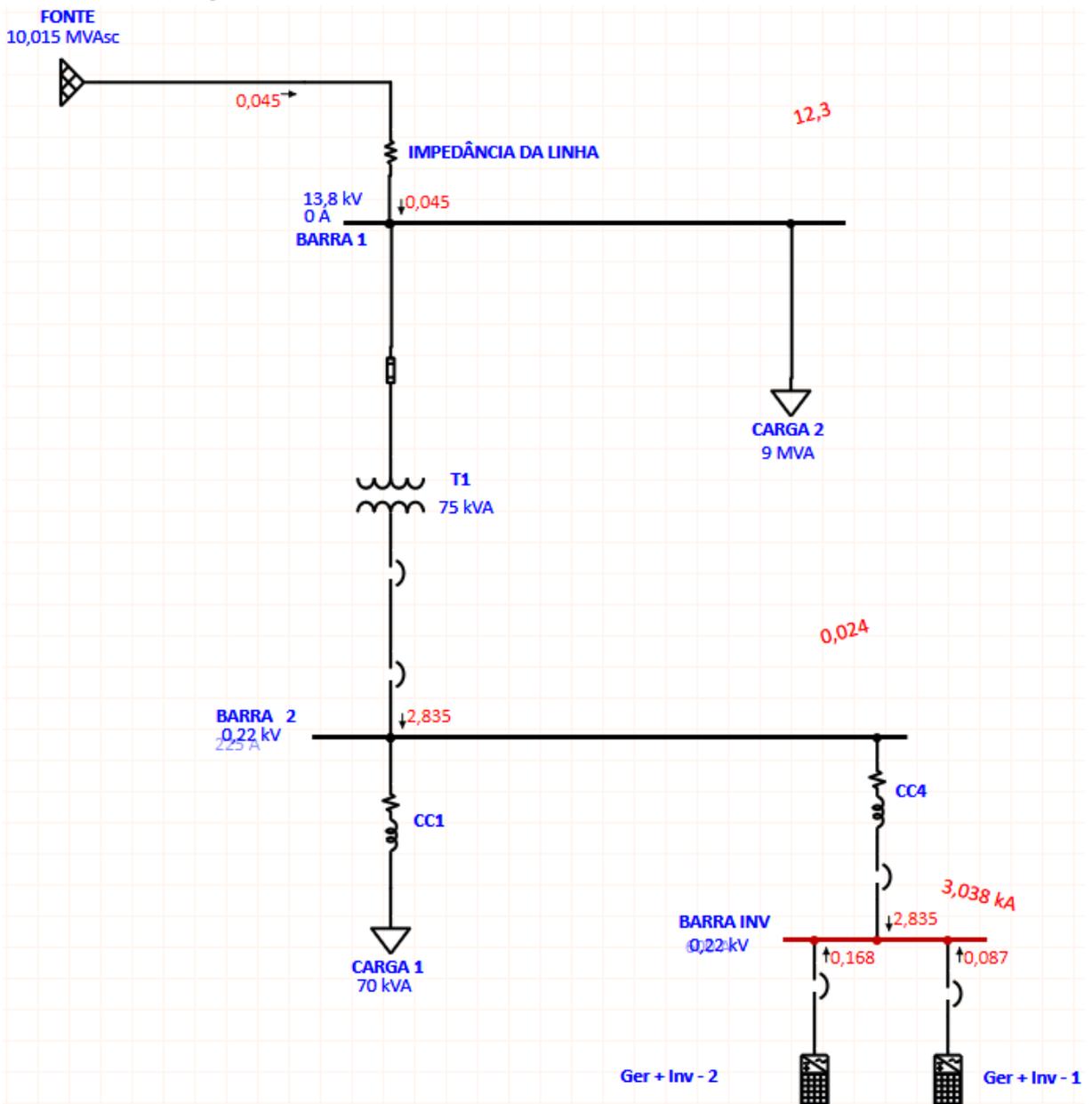
Figura 35 – Análise de curto-circuito trifásico na barra de carga



Fonte: Autoria própria (2022).

Para o curto-circuito na barra de conexão do SFCR ou "barra inv" o valor calculado para o nível de curto-circuito foi de 3,038 kA, conforme a simulação.

Figura 36 – Análise de curto-circuito trifásico na barra do SFCR



Fonte: Autoria própria (2022).

Como já esperado, a contribuição de uma única microgeração não é muito significativa para o sistema como um todo, mas a medida que temos diversas microgeração entrando no sistema, essas pequenas somas estão criando um número crescente e podem, sim, ser muito significativamente nos próximos anos, devido ao aumento das instalações dos SFV.

5.5 Análise de Harmônicos

As distorções harmônicas são fenômenos atrelados a deformações nos formatos de onda das correntes e tensões comparando-as com as ondas senoidais da frequência fundamental, que no Brasil é 60Hz.

Conforme o PRODIST Módulo 8, os indicadores de distorções harmônicas são mostrados na Tabela 9:

Tabela 9 – Indicadores de distorções harmônicas

Descrição	Símbolo
Distorção harmônica individual de tensão de ordem h	DIT _h %
Distorção harmônica total de tensão	DTT%
Distorção harmônica total de tensão para os componentes pares não múltiplas de 3	DTTp%
Distorção harmônica total de tensão para os componentes ímpares não múltiplas de 3	DTTi%
Distorção harmônica total de tensão para os componentes múltiplas de 3	DTT3%
Valor do indicador DTT% que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas	DTT95%
Valor do indicador DTTp% que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas	DTTp95%
Valor do indicador DTTi% que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas	DTTi95%
Valor do indicador DTT3% que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas	DTT395%

Fonte: Adaptado de ANEEL- PRODIST - Módulo 8 (2018).

As equações para o cálculo dos indicadores DIT_h%, DTT% são definidos pelas Equação 6 e Equação 7, respectivamente:

$$DIT_h\% = \frac{V_h}{V_1} * 100[\%] \quad (6)$$

Sendo:

- V_h = tensão harmônica de ordem h;
- h = ordem harmônica individual;
- V₁ = tensão fundamental medida.

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} * 100[\%] \quad (7)$$

Sendo:

- h = todas as ordens harmônicas de 2 até h_{max} ;
- h_{max} = ordem harmônica máxima, conforme classe do equipamento de medição utilizado (classe A ou S);
- V_h = tensão harmônica de ordem h ;
- V_1 = tensão fundamental medida.

Os limites para os indicadores das TDHs constam na Tabela 10.

Tabela 10 – Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental)

Indicador	Tensão nominal (V_n)		
	$V_n \leq 2,3 \text{ kV}$	$2,3 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
DTT95%	10,0%	8,0%	5,0%
DTTp95%	2,5%	2,0%	1,0%
DTTi95%	7,5%	6,0%	4,0%
DTT395%	6,5%	5,0%	3,0%

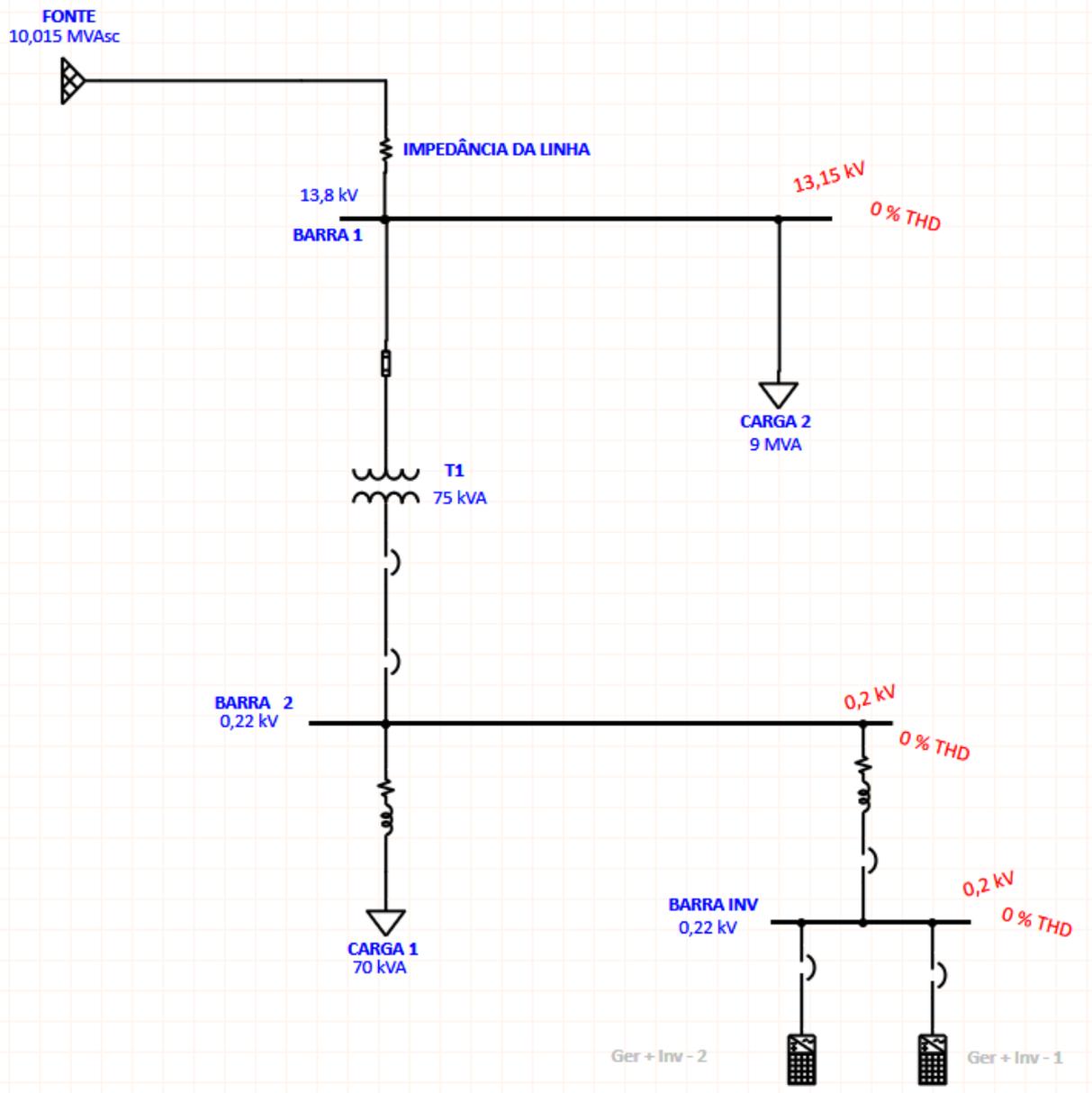
Fonte: Adaptado de ANEEL- PRODIST - Módulo 8 (2018).

Os limites constituem o máximo valor esperado a ser mensurado no sistema de distribuição. No caso de medições realizadas utilizando-se Transformador de Potencial – TP com conexão delta aberto ou do tipo V, os limites admissíveis para o indicador DTT395% podem corresponder a 50% dos respectivos valores mostrados na Tabela 2.

Nesse contexto, equipamentos eletrônicos como o inversor de frequência podem harmônicos no sistema elétrico devido aos seus aspectos construtivos. Além disso, os inversores de frequência presentes no mercado seguem padrões para retificação de onda normatizados por instituições regulamentadoras como o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE). Assim, para a simulação, foram adotados dois diferentes padrões de retificação de onda conforme o *software* ETAP disponibiliza para constatação dos impactos referente aos níveis de TDH na instalação.

Abaixo segue a simulação referente ao impacto dos harmônicos na rede sem a presença do sistema de geração solar, conforme mostra a Figura 37.

Figura 37 – Análise de harmônicos sem o Sistema fotovoltaico

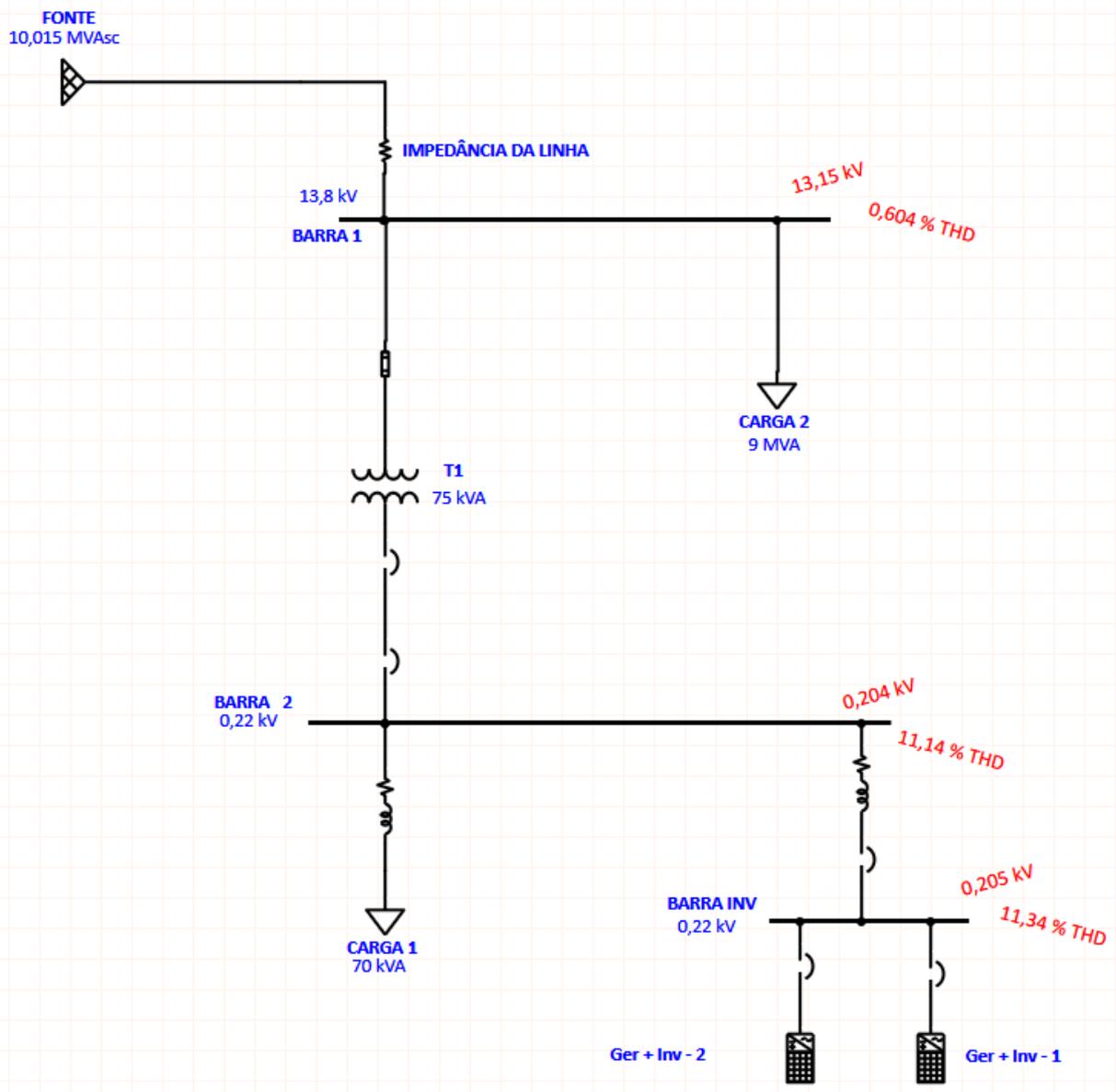


Fonte: Autoria própria (2022).

Nesta primeira simulação sem o SFCR, o sistema não demonstrou nenhuma alteração na Taxa de Distorção Harmônica Total (TDH), o valor foi de (0%), como já previsto, pois não há interferência no sistema elétrico existente.

Em um segundo caso, com a presença do SFCR e considerando como parametrização de retificação de onda e geração de harmônicos, o inversor modelo ABB-ACS600 6P. A Figura 38 e o Gráfico 3 mostram a distorção harmônica e o sinal de onda de tensão no barramento de carga para o sistema respectivamente.

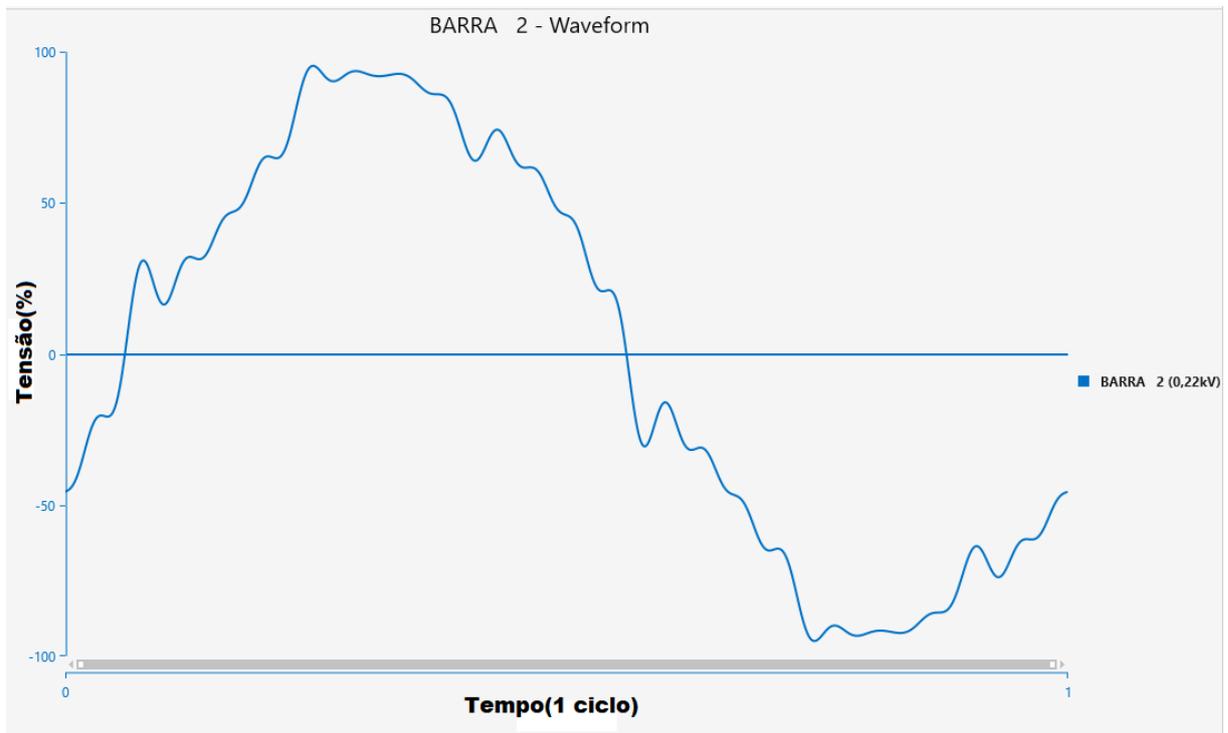
Figura 38 – Análise de harmônicos com modelo de inversor ABB-ACS600 6P



Fonte: Autoria própria (2022).

Nesta segunda simulação com a inserção do SFCR constatou-se uma taxa TDH de 11,14%, sendo bastante significativa para alterações no formato de onda da tensão nos barramentos e outros fatores impactantes. Pois, o limite de TDH para tensões menores que 2,3 KV é de no máximo 10,0 %, portanto já estaria acima do limite mínimo exigido pela regulamentação.

Gráfico 3 – Formato da onda de tensão para a Barra 2 do sistema com utilização do modelo de inversor ABB-ACS600 6P

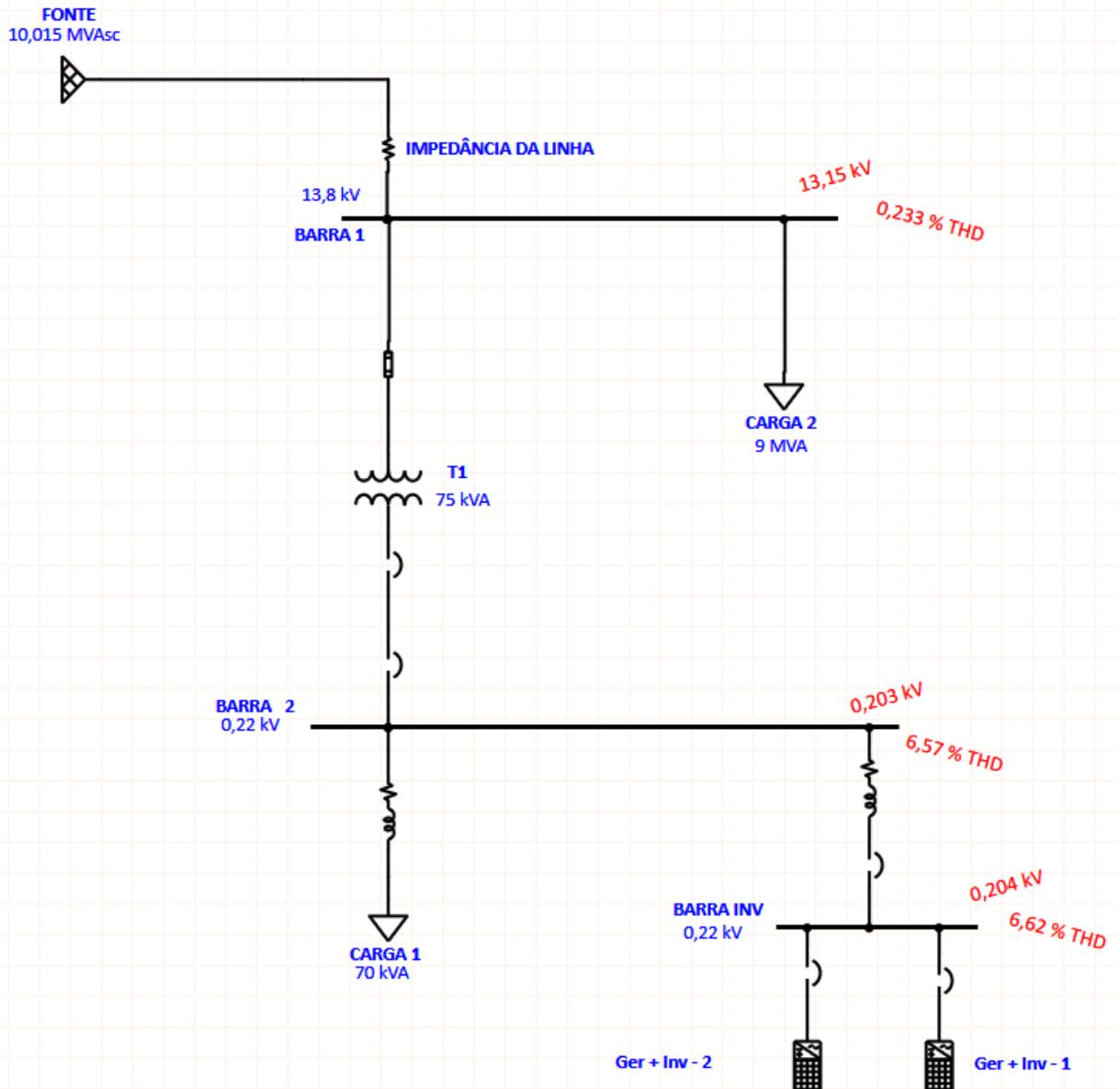


Fonte: Autoria própria (2022).

Para este caso, o limite de TDH para baixa tensão se encontra acima do indicador proposto pelo PRODIST - Módulo 8 que é de 10%. Além disso, pôde-se notar uma distorção agressiva no sinal de tensão no barramento de carga.

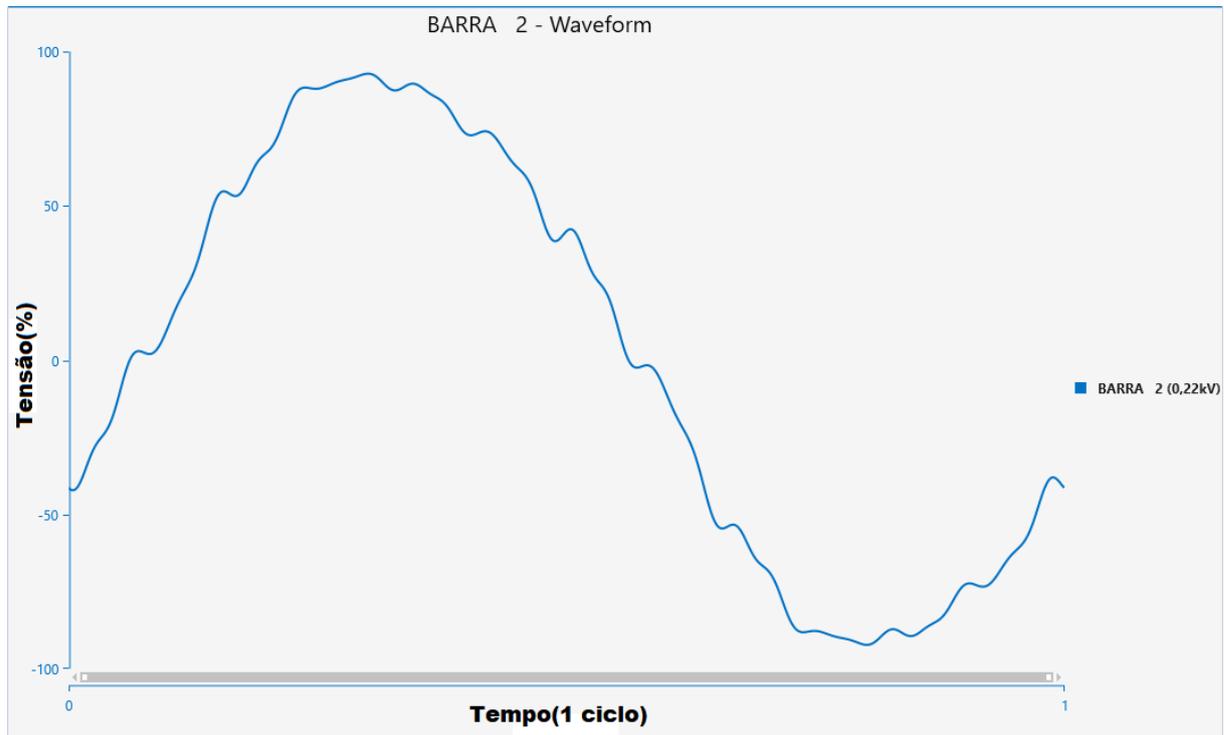
Em um terceiro caso, se considerou como modelo de parametrização para análise referente aos harmônicos o inversor Rockwell 12 Pulse VFD. Esse inversor, por trabalhar com retificação de 12 pulsos mostrou um melhor resultado de aplicação com uma TDH de 6,97%, conforme mostra a Figura 39. Ainda, para o sinal de onda de tensão na barra 2, obteve-se uma curva com menos distorções harmônicas, ilustrada no Gráfico 4.

Figura 39 – Análise de harmônicos com modelo de inversor Rockwell 12 Pulse VFD



Fonte: Autoria própria (2022).

Gráfico 4 – Formato da onda de tensão para a Barra 2 do sistema com utilização do modelo de inversor Rockwell 12 Pulse VFD



Fonte: Autoria própria (2022).

De posse dos resultados obtidos através das simulações, pode-se definir o modelo de inversor com 12 pulsos de retificação como mais apropriado para aplicação no sistema. No entanto, os valores dessa categoria de equipamento podem ser mais elevado devido à robustez dos componentes.

Os inversores utilizados nos SFCR são cargas não lineares e podem contribuir diretamente para a distorção harmônica na rede. Para Shiva e Vijayakumar (2015), os inversores causam impacto direto na distorção harmônica na instalação. A principal preocupação aqui é que a injeção adicional de correntes harmônicas pelos inversores fotovoltaicos aumenta a distorção de tensão na rede. Atualmente, enquanto os geradores síncronos produzem energia elétrica, as cargas não lineares causam distorções de tensão. Essa dinâmica operacional muda em cenários de alta penetração, com mudanças significativas observadas em inversores fotovoltaicos atuando como fontes de distorção de corrente que passam a emitir harmônicos e impedância equivalente de inversores se comportando como elementos capacitivos em contraste com máquinas elétricas indutivas diretamente acopladas. Enquanto os modelos anteriores de inversores fotovoltaicos tinham TDHs de corrente entre 10 e 20%, os padrões estipulam que a distorção total de demanda de todas as GDs conectadas seja igual ou inferior a 5% (ZONG; GRAY; LEHN, 2015). Uma distorção harmônica de 5% ou menos é especificada pelos modelos recentes de inversores fotovoltaicos sob condições de operação

nominais, o que é relativamente baixo para cargas na rede atual (ANZALCHI *et al.*, 2019).

Os inversores utilizados em instalações de pequeno porte são em sua maioria monofásicos, geralmente menores que 10 kW. Nesse cenário, quando empregados em um número pequeno de instalações, por via de regra, não causariam nenhum problema para o sistema de distribuição. No entanto, com o aumento da aplicação dos SFCRs como forma de GD, um grande número de inversores serão conectados no mesmo alimentador, o que pode ocasionar problemas à rede com uma possível produção excessiva de harmônicos (BRAUN-GRABOLLE, 2010).

Por outro lado, a elevada penetração de GD utilizando inversores, pode-se estipular um provável seus benefícios com uma sistemática aplicação, onde ocorreria uma melhoria na qualidade de potência ativa, aplicando-se técnicas de filtragem ativa de harmônicos. Isso pode ser possível devido à capacidade de construção do formato de onda do inversor, que pode injetar correntes harmônicas visando a compensação da distorção já detectada na rede de distribuição ou instalação, reduzindo-se os níveis de TDH (SHAYANI, 2010).

6 CONCLUSÃO

Com a expansão da geração distribuída, principalmente a fotovoltaica, a perspectiva no meio rural de distribuição de energia é um melhoramento significativo dos níveis de tensão. No entanto, podem ocorrer impactos negativos quanto ao uso de muitos inversores em uma instalação. Pelas simulações, pôde ser constatado que devido a características construtivas dos inversores os níveis de TDH do sistema podem ser alterados. Onde, o modelo de inversor BB-ACS600 6P demonstrou uma taxa TDH de 11,14% que pode acarretar em malefícios para os equipamentos em uma instalação interligada com o dispositivo. Por outro lado, com a simulação do modelo de inversor Rockwell 12 Pulse VFD obteve-se um nível de TDH de aproximadamente 6,97%, resultado que se encontra dentro do nível de 10% definido como nível de tolerância pelo PRODIST - Módulo 8.

Com relação às medições efetuadas num consumidor rural que evidenciavam níveis de tensão fora dos padrões recomendados, foi possível verificar através das simulações de fluxo de potência, que a inserção da GFV elevou os níveis de tensão do consumidor passando de 200 V para 202 V com uma geração de aproximadamente 42 kVA que corresponde a 60% da carga da instalação estipulada em 70 kVA. Isso foi observado em um cenário com alto nível de carga antecedendo a instalação rural no circuito alimentador. Essa elevação no nível de tensão pode auxiliar no descarregamento o sistema, pelo menos nos períodos em que é possível gerar energia através da luz solar. No entanto, essa não seria uma solução em definitivo, pois a geração diminui drasticamente em períodos sem a presença de luz solar.

No que se refere ao uso do *software* ETAP, verificamos a eficiência e inteligibilidade do mesmo, que apresentou valores condizentes, e uma interface amigável. Com a ferramenta é possível modelar um sistema completo, com dados detalhados e executar o cálculo de fluxo de potência, estudar os níveis de tensão em barramentos, analisar o comportamento do sistema com a injeção de harmônicos, bem como executar a função de cálculo de curto-circuito. Po isso, o *software* pode ser um grande aliado para pesquisas e dimensionamento de sistemas por parte dos profissionais.

Em relação à utilização da tecnologia de GFV, nota-se uma consolidação no uso da vertente geradora no mercado mundial. Os custos com a implantação dos SFCR tem diminuído, os tornando muito atraentes e com ótimo custo benefício para uso como fonte alternativa de geração de energia. Nesse contexto, certamente devem ocorrer melhorias nos sistemas de distribuição para comportar as mudanças de topologia dos circuitos. Pois, com um grande aumento nos níveis de penetração da GD os parâmetros atuais de modelagem não poderão ser considerados como ideias e novas variáveis terão que ser levadas em consideração para modelagens mais assertivas.

6.1 Sugestões de Trabalhos Futuros

Modelar o circuito alimentador em toda a sua extensão com o *software* ETAP e analisar os impactos da inserção de uma Usina Fotovoltaica sendo conectada ao sistema, modelar a instalação interna de um propriedade usando o ETAP e constatar os efeitos gerados pelos harmônicos dos inversores na instalação através de simulação e/ou avaliar as distorções harmônicas de corrente injetadas na rede da concessionária por meio a modelagem e simulação de parte do circuito alimentador e vários Sistemas Solares conectados. Modelar um circuito alimentador com várias microgerações (acima de 1 MW) e fazer o estudo de curto-circuito e proteção do sistema.

REFERÊNCIAS

- ABNT NBR 11704. **Sistemas fotovoltaicos – Classificação**. Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: https://www.gedweb.com.br/aplicacao/usuario/asp/resultado_avancado.asp. Acesso em: 23 set. 2018.
- ABNT NBR 16149. **Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: https://www.gedweb.com.br/aplicacao/usuario/asp/resultado_avancado.asp. Acesso em: 23 set. 2018.
- ABNT NBR 16150. **Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade**. Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: https://www.gedweb.com.br/aplicacao/usuario/asp/resultado_avancado.asp. Acesso em: 23 set. 2018.
- ABNT NBR 16274. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: https://www.gedweb.com.br/aplicacao/usuario/asp/resultado_avancado.asp. Acesso em: 23 set. 2018.
- ABNT NBR 16690. **Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto**. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: https://www.gedweb.com.br/aplicacao/usuario/asp/resultado_avancado.asp. Acesso em: 23 set. 2018.
- ABNT NBR 5410. **Instalações elétricas de baixa tensão**. Rio de Janeiro, 2004. Disponível em: https://www.gedweb.com.br/aplicacao/usuario/asp/resultado_avancado.asp. Acesso em: 23 set. 2018.
- ABNT NBR 5419. **Proteção contra descarga atmosférica**. Rio de Janeiro, 2005. Disponível em: https://www.gedweb.com.br/aplicacao/usuario/asp/resultado_avancado.asp. Acesso em: 12 out. 2018.
- ABNT NBR IEC 62116. **Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: https://www.gedweb.com.br/aplicacao/usuario/asp/resultado_avancado.asp. Acesso em: 23 set. 2018.
- ALEXANDER, C. K.; SADIKU, M. N. O. **Introdução a sistemas de bancos de dados**. BookmanA, 2013. ISBN 9788580551730. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788580551730/>. Acesso em: 31 mai. 2022.
- ALMEIDA, P. M. **Condicionamento da Energia Solar Fotovoltaica para Sistemas Interligados à Rede Elétrica**. 2011. Disponível em: <http://www.ufjf.br/labsolar/files/2011/05/Condicionamento-da-Energia-Solar-Fotovoltaica.pdf>. Acesso em: 12 out. 2019.
- ANEEL- PRODIST - MÓDULO 3. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Brasil, 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov>.

br/documents/656827/14866914/PRODIST-M%C3%B3dulo3_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99. Acesso em: 23 set. 2018.

ANEEL- PRODIST - **MÓDULO 8. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. Brasil, 2018. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8-Revis%C3%A3o_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9. Acesso em: 23 set. 2018.

ANEEL RESOLUÇÃO NORMATIVA 687. **Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST**. Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 23 set. 2018.

ANZALCHI, A. *et al.* High-penetration grid-tied photovoltaics: Analysis of power quality and feeder voltage profile. **IEEE Industry Applications Magazine**, IEEE, v. 25, n. 5, p. 83–94, 2019. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8771055>. Acesso em: 25 mai. 2022.

APOLÔNIO, D. M. **Energia Solar Fotovoltaica Conectada à Rede de Energia Elétrica em Cuiabá: Estudo De Caso**. 2014. Dissertação (Mestrado) — UFMT, 2014. Disponível em: http://ri.ufmt.br/bitstream/1/516/1/DISS_2014_Daniel%20Moussalem%20Apolonio.pdf. Acesso em: 24 ago. 2019.

AURORA ENERGIA, S. **Aurora Energia Solar**. 2019. Disponível em: <http://auroraenergiasolar.com.br>. Acesso em: 09 mai. 2022.

BAGGINI, A. **Handbook of power quality**. wiley: [s.n.], 2008. 35-200 p.

BARKER, P. P.; MELLO, R. W. **Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems**. Power Technologies: [s.n.], 2000.

BELISKI, I. M.; SCARAMBELOT, I. T.; SAMPINELLI, G. A. Análise da qualidade de energia elétrica de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída em unidades prosumidoras residenciais. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Gramado, abr 2018.

BENEDITO, R. D. S. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. 2009. Tese (Doutorado) — USP, 2009. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-12082010-142848/pt-br.php>. Acesso em: 24 ago. 2019.

BRAUN-GRABOLLE, P. **A integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana**. 2010. Dissertação (Mestrado) — UFSC, Florianópolis, 2010.

CICÉLI, M. L. **Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para Proteção do Sistema Elétrico**. 2012. 151 p. Dissertação (Mestrado) — UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS - UFMG, Belo Horizonte, 2012.

COPEL NTC 905100. **ACESSO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA AO SISTEMA DA COPEL**. Paraná, Brasil, 2017. Disponível em: <https://www.copel.com/hpcopel/root/>

ntcarquivos.nsf/0342A62F50C68EC4032577F500644B9A/\$FILE/905100.pdf. Acesso em: 27 abr. 2022.

COPEL NTC 905200. **Acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema da Copel**. Paraná, Brasil, 2014. Disponível em: [https://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/verdocatual/E59DF9E94B635F678325831D0047F719/\\$FILE/NTC905200_Rev04102018.pdf](https://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/verdocatual/E59DF9E94B635F678325831D0047F719/$FILE/NTC905200_Rev04102018.pdf). Acesso em: 23 set. 2018.

CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. [S.l.], 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 21 ago. 2021.

DE SOUZA, A. R. R. **Conexão de geração distribuída em redes de Distribuição**. 2009. Trabalho de conclusão de curso, UTFPR.

ELY, F.; SWART, J. W. Energia solar fotovoltaica de terceira geração. **IEEE - O setor Elétrico**, v. 1, p. 138–139, 2014. Disponível em: <http://www.ieee.org.br/wpcontent/uploads/2014/05/energia-solar-fotovoltaica-terceira-geracao.pdf>. Acesso em: 24 ago. 2019.

EPE. **BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL - 2019 Completo**. 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-494/BEN%202019%20Completo%20WEB.pdf>. Acesso em: 24 ago. 2019.

ETAP. **ETAP Powering Success**. São Paulo, 2021. Disponível em: <https://etap.com/etap-regional-offices/etap-brazil>. Acesso em: 16 nov. 2021.

GRADY, M. W.; THOMAS, H.; RAZON, A. **An evolution procedure for estimating voltage ripple caused by cloud shadows moving over high-penetration PV distribution networks**. 2014.

GREENER. **Estudo estratégico geração distribuída: mercado fotovoltaico – 1º semestre 2020**. 2020.

IMHOFF, J. **Desenvolvimento de Conversores Estáticos para Sistemas Fotovoltaicos Autônomos**. 2007. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Maria, 2007. Disponível em: <https://repositorio.ufsm.br/handle/1/8608>. Acesso em: 23 out. 2018.

Jannuzzi, Varella e Gomes. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação**. Campinas - São Paulo, BRASIL, 2009. Formal/2000-01-09. Disponível em: http://www.fem.unicamp.br/~jannuzzi/documents/RELATORIO_PROJETO_2_FINAL.pdf. Acesso em: 27 mai. 2022.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. d.; ROBBIA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. [S.l.]: Edgard Blucher, 2005.

KOPICKA, M.; PTACEK, M.; TOMAN, P. Analysis of the power quality and the impact of photovoltaic power plant operation on low-voltage distribution network. In: **2014 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ)**. [s.n.], 2014. p. 99–102. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6866792>. Acesso em: 25 mai. 2022.

LACHOVICZ, F. J. **Planejamento de suporte de reativo para redes de distribuição com forte penetração de geração solar fotovoltaica**. 2018. Dissertação (Mestrado)

— UFPR, 2018. Disponível em: <https://acervodigital.ufpr.br/handle/1884/57480>. Acesso em: 12 out. 2018.

LOPES, J. A. P. *et al.* Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. **Electric Power Systems Research**, v. 77, p. 1189–1203, 2007.

LUPAȘCU, A.-M.; NĂVRĂPESCU, V.; POTĂRNICHE, I. Study regarding frequency control for isolated sources using photovoltaic energy storage systems. In: **2019 11th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE)**. IEEE, 2019. p. 1–5. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8724956>. Acesso em: 26 mai. 2022.

MACHADO, K. S. V.-D.; CORREA, N. **Análise do desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba**. 2015. Trabalho de conclusão de curso, UTFPR. Disponível em: <http://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/handle/1/10094>. Acesso em: 02 out. 2018.

MARANGONI, F. **Inversores Monofásicos para conexão de Sistemas Fotovoltaicos à Rede**. 2012. Dissertação (Mestrado) — UTFPR, 2012. Disponível em: http://repositorio.utfpr.edu.br:8080/jspui/bitstream/1/404/1/PB_PPGEE_M_Marangoni%2c%20Filipe_2012.pdf. Acesso em: 27 out. 2018.

MCGRANAGHAN, M. *et al.* Renewable systems interconnection study: Advanced grid planning and operations. **Technical Report**, Technical Report, p. 17–18, fev 2008.

MITRA, P. **Distributed Photovoltaic Generation in Residential Distribution Systems: Impacts on Power Quality and Anti-islanding**. Arizona State University: [s.n.], 2013.

NASCIMENTO, M. A. P. **Avaliação de qualidade de energia de um sistema fotovoltaico numa rede elétrica**. 2013. 106 p. Dissertação (Mestrado) — INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA, Lisboa, 2013.

PATIL, A.; GIRGAONKAR, R.; MUSUNURI, S. K. Impacts of increasing photovoltaic penetration on distribution grid - voltage rise case study. **International Conference on Advances in Green Energy (ICAGE)**, Trivandrum, p. 17–18, dez 2014.

PAULILLO, G.; TEIXEIRA, M. **Flutuações de tensão**. O setor elétrico: [s.n.], 2010.

PEREIRA, E. B. *et al.* **Atlas Brasileiro de Energia Solar. 2ª ed.** São José dos Campos, 2017. Disponível em: http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao.pdf. Acesso em: 21 ago. 2021.

PING, H.; DONG, L.; XIN, Q. Influence of grid-connected photovoltaic systems on power quality. In: **2019 IEEE 2nd International Conference on Automation, Electronics and Electrical Engineering (AUTEEE)**. [s.n.], 2019. p. 447–451. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9033202>. Acesso em: 25 mai. 2022.

PINHO, J.; GALDINO, M. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel-Cresesb, 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/manual_de_engenharia_fv_2014.pdf. Acesso em: 20 out. 2018.

- REMMERS, K. H. Inverter, storage an pv system technology. **Industry Guide**, 2013. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7281705>. Acesso em: 09 nov. 2019.
- RESOLUÇÃO NORMATIVA 482 - ANEEL. **Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências**. Brasil, 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 23 set. 2018.
- RESOLUÇÃO NORMATIVA 493 - ANEEL. **Estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por meio de Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica – MIGDI ou Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente – SIGFI**. Brasil, 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012493.pdf>. Acesso em: 23 set. 2018.
- RESOLUÇÃO NORMATIVA 569 - ANEEL. **Modifica a abrangência na aplicação do fator de potência para faturamento do excedente de reativos de unidades consumidoras e altera a Resolução Normativa nº. 414**. Brasil, 2013. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 23 set. 2018.
- RUFATO JUNIOR, E. **Aplicação de sistema especialista para localização de defeitos em redes de distribuição**. 2015. Tese (Doutorado) — USP, 2015. Disponível em: <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-25052016-110422/pt-br.php>. Acesso em: 15 nov. 2019.
- RUTHER, R. Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas interligadas à rede elétrica pública no Brasil. **Editora UFSC - LABSOLAR**, Florianópolis, 2004.
- SHAYANI, R. A. **Métodos Para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição**. 2010. Tese (Doutorado) — Universidade de Brasília, Brasília, 2010.
- SHIVA, T.; VIJAYAKUMAR, N. Harmonic compensation of distribution generation using photovoltaic interfacing inverter. **IJSEAT**, v. 3, n. 2, p. 027–031, 2015.
- SINGH, S. N. Distributed generation in power systems: An overview and key issues. **24th Indian Engineering Congress**, Kerala, dez 2009.
- SIQUEIRA, A. F. P.; SANTOS, L. N. D. **Estudo de implementação de um sistema fotovoltaico conectado a rede (SFVCR) na câmara municipal de São José dos Pinhas**. 2016. Trabalho de conclusão de curso, UTFPR. Disponível em: https://nupet.daelt.ct.utfpr.edu.br/tcc/engenharia/doc-equipe/2015_1_20/2015_1_20_final.pdf. Acesso em: 21 ago. 2021.
- SOLARFONTE. **On-GridxOff-Grid**. 2018. Site Solar Fonte. Disponível em: <http://solarfonte.com.br/blog/grid-x-grid>. Acesso em: 26 MAI. 2022.
- TEIXEIRA, C. P. *et al.* **Photovoltaic Generation Allocation on a Radial Distribution Feeder Case Study**. **IEEE Conferences**. 2015. 549–553 p. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7400431>. Acesso em: 12 out. 2018.
- URBANETZ JUNIOR, J. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados a redes de Distribuição Urbanas: Sua influencia na Qualidade de energia elétrica e análise**

dos parâmetros que possam afetar sua conectividade. 2010. 189 p. Tese (Doutorado) — UFSC, Florianópolis, 2010.

VIAWAN, F. A. **Voltage Control and Voltage Stability of Power Distribution Systems in the Presence of Distributed Generation.** 2008. Tese (Doutorado) — Chalmers University of Technology, Sweden, 2008.

WAENGA, A. F. C.; PINTO, D. A. F. **Impactos da geração distribuída fotovoltaica no sistema de distribuição de energia elétrica.** 2016. Trabalho de conclusão de curso, UTFPR. Disponível em: <http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/handle/1/10095>. Acesso em: 02 out. 2018.

WEG. **CFW500 Solar Drive.** 2022. Catalogo WEG. Disponível em: https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Automa%C3%A7%C3%A3o-e-Controle-Industrial/Drives/Inversores-Solares-Fotovoltaicos/CFW500-Solar-Drive/CFW500-Solar-Drive/p/MKT_WDC_BRAZIL_INVERTER_CFW500_SOLAR. Acesso em: 26 MAI. 2022.

ZONG, X.; GRAY, P. A.; LEHN, P. W. New metric recommended for ieee standard 1547 to limit harmonics injected into distorted grids. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 31, n. 3, p. 963–972, 2015.

**ANEXO A – Formulário de Solicitação de Acesso para
Microgeração Distribuída com Potência Igual ou Inferior a 10 kW**

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC		
Código da UC:	Classe:	
Titular da UC:		
Rua/Av.:	Nº:	CEP:
Bairro:	Cidade:	
E-mail:		
Telefone:	Celular:	
CNPJ/CPF:		
2- Dados da Unidade Consumidora		
Carga instalada (kW):	Tensão de atendimento (V):	
Tipo de conexão:	monofásica	bifásica trifásica
3 - Dados da Geração		
Potência instalada de geração (kW):		
Tipo da Fonte de Geração:		
Hidráulica	Solar	Eólica Biomassa Cogeração Qualificada
Outra (especificar):		
4 - Documentação a Ser Anexada		
<ol style="list-style-type: none"> 1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração 2. Diagrama unifilar contemplando Geração/Proteção(inversor, se for o caso)/Medição e memorial descritivo da instalação. 3. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede. 4. Dados necessários para registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg 5. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012 6. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver) 7. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver) 		
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)		
Responsável/Área:		
Endereço:		
Telefone:		
E-mail:		
6 - Solicitante		
Nome/Procurador Legal:		
Telefone:		
E-mail:		
_____	____/____/____	_____
Local	Data	Assinatura do Responsável

**ANEXO B – Formulário de Solicitação de Acesso Para
Microgeração Distribuída com Potência Superior a 10 kW**

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC		
Código da UC:	Classe:	
Titular da UC:		
Rua/Av.:	Nº:	CEP:
Bairro:	Cidade:	
E-mail:		
Telefone: ()	Celular: ()	
CNPJ/CPF:		
2 - Dados da Unidade Consumidora		
Potência instalada (kW):	Tensão de atendimento (V):	
Tipo de conexão:	monofásica	bifásica trifásica
Tipo de ramal:	aéreo	subterrâneo
3 - Dados da Geração		
Potência instalada de geração (kW):		
Tipo da Fonte de Geração:		
Hidráulica	Solar	Eólica Biomassa Cogeração Qualificada
Outra (especificar):		
4 - Documentação a Ser Anexada		
<ol style="list-style-type: none"> 1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração 2. Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo 3. Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção 4. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede. 5. Dados necessários ao registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg 6. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012 7. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver) 8. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver) 		
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)		
Responsável/Área:		
Endereço:		
Telefone:		
E-mail:		
Solicitante		
Nome/Procurador Legal:		
Telefone:		
E-mail:		
_____	____/____/____	_____
Local	Data	Assinatura do Responsável

ANEXO C – Formulário de Solicitação de Acesso Para Minigeração

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC		
Código da UC:	Grupo B <input type="checkbox"/> Grupo A <input type="checkbox"/> Classe:	
Titular da UC :		
Rua/Av.:	Nº: CEP:	
Bairro:	Cidade:	
E-mail:		
Telefone:	Celular:	
CNPJ/CPF:		
2 - Dados da Unidade Consumidora		
Localização em coordenadas: Latitude:	Longitude:	
Potência instalada (kW):	Tensão de atendimento (V): <input type="text"/>	
Tipo de conexão: monofásica <input type="checkbox"/> bifásica <input type="checkbox"/> trifásica <input type="checkbox"/>		
Transformador particular (kVA): 75 <input type="checkbox"/> 112,5 <input type="checkbox"/> 225 <input type="checkbox"/> outro: <input type="text"/>		
Tipo de instalação: Posto de transformação <input type="checkbox"/> cabina <input type="checkbox"/> subestação <input type="checkbox"/>		
Tipo de ligação do transformador:		
Impedância percentual do transformador:		
Tipo de ramal: aéreo <input type="checkbox"/> subterrâneo <input type="checkbox"/>		
3 - Dados da Geração		
Potência instalada de geração (kW):		
Tipo da Fonte de Geração:		
Hidráulica <input type="checkbox"/> Solar <input type="checkbox"/> Eólica <input type="checkbox"/> Biomassa <input type="checkbox"/> Cogeração Qualificada <input type="checkbox"/>		
Outra (especificar): <input type="text"/>		
4 - Documentação a Ser Anexada		
1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de minigeração	<input type="checkbox"/>	
2. Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo	<input type="checkbox"/>	
3. Estágio atual do empreendimento, cronograma de implantação e expansão	<input type="checkbox"/>	
4. Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção	<input type="checkbox"/>	
5. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.	<input type="checkbox"/>	
6. Dados necessários ao registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg	<input type="checkbox"/>	
7. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012	<input type="checkbox"/>	
8. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)	<input type="checkbox"/>	
9. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)	<input type="checkbox"/>	
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)		
Responsável/Área:		
Endereço:		
Telefone:		
E-mail:		
6 - Solicitante		
Nome/Procurador Legal:		
Telefone:		
E-mail:		
_____	/ /	_____
Local	Data	Assinatura do Responsável