

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Especialização em Fontes Renováveis:
Geração, Operação e Integração

Estudos de Conexão à Rede Elétrica - Desafios de Qualidade de
Energia na Implantação de Geração Distribuída na Rede de
Distribuição de Baixa Tensão

Thiago Maciel Braga

Monografia submetida à Banca Examinadora designada pela Comissão Coordenadora da Especialização em Fontes Renováveis, como parte dos requisitos necessários à obtenção do *Certificado de Especialista em Fontes Renováveis*.

Orientador: Prof. Danilo Iglesias Brandão, Dr.

Belo Horizonte - MG

Novembro de 2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
ESPECIALIZAÇÃO EM FONTES RENOVÁVEIS: GERAÇÃO, OPERAÇÃO E
INTEGRAÇÃO

" Estudos de Conexão à Rede Elétrica - Desafios de Qualidade de Energia na Implantação de Geração Distribuída na Rede de Distribuição de Baixa Tensão "

Thiago Maciel Braga

Monografia submetida à Banca Examinadora designada pela Comissão Coordenadora da Especialização em Fontes Renováveis, como parte dos requisitos necessários à obtenção do Certificado de Especialista em Fontes Renováveis.

Aprovada em 27 de novembro de 2019.

Por:

Orientador: Prof. Danilo Iglesias Brandão

Relator: Prof. Luís Guilherme Monteiro Oliveira

B813e	<p>Braga, Thiago Maciel. Estudos de conexão à rede elétrica - desafios de qualidade de energia na implantação de geração distribuída na rede de distribuição de baixa tensão [recurso eletrônico] / Thiago Maciel Braga. – 2019. 1 recurso online (74 f. : il., color.) : pdf.</p> <p>Orientador: Danilo Iglesias Brandão.</p> <p>“Monografia apresentada ao Curso de Especialização em Fontes renováveis: geração, operação e integração da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais”</p> <p>Inclui bibliografia. Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.</p> <p>1. Engenharia elétrica. 2. Energia renovável. 3. Energia elétrica - Qualidade. 4. Redes elétricas. I. Brandão, Danilo Iglesias. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. III. Título.</p> <p style="text-align: right;">CDU: 621.3</p>
-------	---



ATA DA DEFESA DA MONOGRAFIA DO ALUNO **THIAGO MACIEL BRAGA**

Realizou-se, no dia 27 de novembro de 2019, às 13:00 horas, Sala 4409 - 4o. andar - Bloco 1 - Escola de Engenharia, da Universidade Federal de Minas Gerais, a defesa de monografia, intitulada *Estudos de Conexão à rede - Desafios de Qualidade de Energia na Implantação de Geração Distribuída na Rede de Distribuição de Baixa Tensão.*, apresentada por THIAGO MACIEL BRAGA, número de registro 2018705053, graduado no curso de ENGENHARIA ELÉTRICA, como requisito parcial para a obtenção do certificado de Especialista em FONTES RENOVÁVEIS - GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO, à seguinte Comissão Examinadora: Prof(a). Danilo Iglesias Brandao - Orientador (Universidade Federal de Minas Gerais), Prof(a). Luiz G. Monteiro de Oliveira (PUC-MG).

A Comissão considerou a monografia:

Aprovada

Reprovada

Finalizados os trabalhos, lavrei a presente ata que, lida e aprovada, vai assinada por mim e pelos membros da Comissão.

Belo Horizonte, 27 de novembro de 2019.

Prof(a). Danilo Iglesias Brandao (Doutor)

Prof(a). Luiz G. Monteiro de Oliveira (Doutor)

DEDICATÓRIA

Aos que sempre acreditaram em mim
e não se cansaram de me incentivar:
minha esposa, minha família, meus amigos.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por TUDO!

À minha esposa, Natalia Pires pelo incentivo, companheirismo, compreensão, apoio incondicionais nesta nova etapa da minha carreira.

Aos meus pais, Joaquim e Beatriz Braga também pelo incentivo, companheirismo, compreensão, apoio incondicionais nesta nova etapa da minha carreira.

Aos meus irmãos Bruno e Matheus Braga e famílias pelo incentivo e compreensão.

Ao amigo, Flávio Gomide, que compartilhou as experiências profissionais e dividiu as desafiantes atividades durante todo o curso.

Aos familiares e amigos pela compreensão, por aceitar todos os momentos que me ausentei durante o curso.

Aos mestres que contribuíram para o meu crescimento e aprendizado.

Aos colegas que dividiram suas experiências no convívio frequente em sala de aula.

A todos, nosso muito obrigado!

RESUMO

A principal motivação deste trabalho é atender à demanda presente e futura do mercado de sistemas elétricos de energia nacional e das concessionárias quanto ao fomento de estudos relacionados aos impactos de qualidade de energia na rede elétrica de distribuição de baixa tensão na implantação de geração distribuída (GD) fotovoltaica e suportar futuros trabalhos sobre o desenvolvimento de microrredes nas redes de distribuição. A implantação de GDs, em especial a micro e minigeração distribuída fotovoltaica (GDFV), em larga escala no sistema de distribuição de baixa-tensão tem se tornado uma preocupação para as concessionárias de energia, que já observam impactos de qualidade de energia elétrica em suas redes elétricas, como: sobretensão, desequilíbrio de tensão, sobrecorrentes, para casos em que os limites de *hosting capacity* são excedidos. Este trabalho tem como objetivo analisar e determinar os impactos da implantação de GD fotovoltaico em redes de distribuição de baixa tensão e caracterizar a máxima quantidade de geração distribuída que o sistema elétrico pode receber sem deteriorar o desempenho da operação. Consequentemente, visa analisar os parâmetros de qualidade que mais impactam o *hosting capacity* através de estudo de caso de uma rede de distribuição real. Além disso, serão conceituados e caracterizados os serviços ancilares e as microrredes. Para determinar o *hosting capacity* será utilizada uma rede de distribuição real localizada no interior do Estado brasileiro de São Paulo considerando a condição radial e em anel desta, e alimentada por GD. A ferramenta computacional utilizada foi o Matlab/Simulink®.

ABSTRACT

The main motivation of this work is to meet the current and future demand of the electric power systems and utilities market regarding the promotion of studies related to the impact of the power quality on the low voltage distribution grid in the implementation of distributed generation (DG) photovoltaic and support future work on the development of microgrid in distribution grid. The deployment of DGs, large-scale distributed photovoltaic (DGPV) micro and mini generation in, becomes a concern for power utilities, as the damage caused by electric power quality in these grids, such as overload, voltage unbalance, overcurrent, for cases where hosting capacity limits are exceeded. This paper aims to analyze and determine the impacts of the implementation of photovoltaic DG in low voltage distribution grid and to characterize up to the maximum amount of distributed generation that the electric system can receive without deterioration or performance of the operation. Therefore, look at the analysis of the quality parameters that most affect hosting capacity through a case study of a real distribution grid. In addition, they will be designed and characterized by ancillary services and as microgrid. To determine the hosting capacity, a real distribution grid located in the interior of the Brazilian state of São Paulo will be used, considering a radial condition and its ring, fed by DG. The tool used will be the Matlab/Simulink® computer simulator.

ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CHP	<i>Combined heat and power</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MR	Microrrede
PCC	<i>Point of Common Coupling</i>
PRODIST	Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.
PGD	Potência Ativa de Geração Distribuída
FV	Unidade geradora distribuída solar fotovoltaica.
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
QGD	Potência Reativa de Geração Distribuída
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
REI	Redes Elétricas Inteligentes
SEE	Sistemas de Energia Elétrica
RDBT	Rede de Distribuição de Baixa Tensão
SDAT	Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SDBT	Sistema de Distribuição de Baixa Tensão
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão
SIL	Sistema Interligado Nacional
TIC	Tecnologias de Informação e Comunicação
TR	Tensão de Referência
UC	Unidade Consumidora
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Sistema elétrico de energia, rede convencional. (Fonte: EPE, 2018 / BRANDÃO 2019 – Adaptada).	15
Figura 2: Sistema elétrico de energia, rede inteligente. (Fonte: EPE, 2018 / BRANDÃO 2019 – Adaptada).	16
Figura 3: Previsão de crescimento da potência instalada em GD no Brasil. (Fonte: EPE, 2018).	17
Figura 4: Classificação das leituras de tensão em relação à referência (Fonte: Prodist: módulo 8).	27
Figura 5: Distribuição acumulada complementar da sensação de cintilação. (Fonte: Prodist: módulo 8).	32
Figura 6: Aplicação de <i>hosting capacity</i> , no qual o desempenho já se deteriora com pequenas quantidades	38
Figura 7: Aplicação de <i>hosting capacity</i> , no qual o desempenho inicialmente melhora e só se deteriora com quantidades maiores de geração local. [Fonte: BOLLEN 2017 – 2 - Adaptado].	38
Figura 8: Incidência do limite operacional violado pela geração fotovoltaica nos sistemas estudados de 50.000 UC's. (Fonte: FREITAS 2018).	42
Figura 9: Impacto do percentual de consumidores com FV na incidência dos limites operacionais violados pela FV. (Fonte: FREITAS 2018).	43
Figura 10: Impacto da V_{MV} no ponto de conexão com o SDBT na incidência dos limites operacionais violados pela FV. (Fonte: FREITAS 2018).	43
Figura 11: Representação da rede de BT e o comportamento do perfil de tensão (Fonte: Souza, 2014).	44
Figura 12: Estrutura geral de uma microrrede. (Fonte: IEEE 2015 – Adaptada).	47
Figura 13: Curva Vol-Var. (Fonte: ELSEVIER 2018 – Adaptada).	48
Figura 14: Rede de energia elétrica, RDBT, aérea.	49
Figura 15: RDBT radial com GD fotovoltaica trifásica na barra N_{31}	51
Figura 16: RDBT em anel com GD fotovoltaica trifásica na barra N_{31}	52
Figura 17: Bloco de função GDFV trifásico.	53
Figura 18: Bloco de função da linha de transmissão.	53
Figura 19: Bloco de função da carga.	54

Figura 20: RDBT radial base. Análise sobretensão na fase A.....	56
Figura 21: RDBT radial base. Análise de desequilíbrio de tensão.....	57
Figura 22: RDBT radial base. Análise sobrecarga nos condutores na fase B.	58
Figura 23: RDBT radial sem injeção de potência reativa. Análise de sobretensão na fase A.	58
Figura 24: RDBT radial sem injeção de potência reativa. Análise de desequilíbrio de tensão.....	59
Figura 25: RDBT radial sem injeção de potência reativa. Análise de sobrecarga nos condutores na fase B.....	60
Figura 26: RDBT radial com injeção de potência reativa. Análise de sobretensão na fase A.	61
Figura 27: RDBT radial com injeção de potência reativa. Análise de desequilíbrio de tensão.....	62
Figura 28: RDBT radial com injeção de potência reativa. Análise de sobrecarga nos condutores na fase A.....	62
Figura 29: RDBT em anel sem injeção de potência reativa. Análise de sobretensão na fase A.	63
Figura 30: RDBT em anel sem injeção de potência reativa. Análise de desequilíbrio de tensão.....	64
Figura 31: RDBT em anel sem injeção de potência reativa. Análise de sobrecarga nos condutores na fase B.....	65
Figura 32: RDBT em anel com injeção de potência reativa. Análise de sobretensão na fase A.....	66
Figura 33: RDBT anel em anel com injeção de potência reativa. Análise de desequilíbrio de tensão.....	66
Figura 34: RDBT anel com injeção de potência reativa. Análise de sobrecarga nos condutores na fase B.....	67
Figura 35: Simulink: RDBT.....	76

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Principais fenômenos causadores de distúrbios eletromagnéticos conforme classificado pelo IEC. (Fonte: IEEE-1159, 2009).	22
Tabela 2: Categorias e características típicas de fenômenos eletromagnéticos de sistemas de potência. (Fonte: IEEE-1159, 2009).	23
Tabela 3: Faixas Aplicadas às Tensões Nominais Inferiores a 1 kV. (Fonte: Prodist – Módulo 8).	26
Tabela 4: Fator de potência em pontos de conexão. (Fonte: ONS - submódulo 3.6).....	28
Tabela 5: Terminologia distorções harmônicas. (Fonte: Prodist – Módulo 8).	29
Tabela 6: Limites de distorções harmônicas totais. (Fonte: Prodist – Módulo 8).	30
Tabela 7: Terminologia desequilíbrio de tensão. (Fonte: Prodist – Módulo 8).	31
Tabela 8: Limites de desequilíbrio de tensão. (Fonte: Prodist – Módulo 8).	31
Tabela 9: Terminologia flutuação de tensão. (Fonte: Prodist – Módulo 8).	32
Tabela 10: Limites de flutuação de tensão. (Fonte: Prodist – Módulo 8).	33
Tabela 11: Classificação VTCD. (Fonte: Prodist – Módulo 8).	34
Tabela 12: Terminologia VTCD. (Fonte: Prodist – Módulo 8).	34
Tabela 13: Estratificação das VTCD com base nos níveis de sensibilidade das diversas cargas. (Fonte: Prodist – Módulo 8).	35
Tabela 14: Fatores de ponderação e Fator de Impacto Base de acordo com a tensão nominal. (Fonte: Prodist – Módulo 8).	36
Tabela 15: Principais características das 50.000 UC's do SDBT radial. (Fonte: FREITAS 2018).	41
Tabela 16: Parâmetros do transformador.	50
Tabela 17: Impedância de linha na RDBT.	50
Tabela 18: Dados das cargas da RDBT.	50
Tabela 19: Resumo geral resultados dos casos analisados.	68

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO.....	15
1.1. Considerações Preliminares.....	15
1.2. Motivações para a Realização do Trabalho	19
1.3. Objetivos.....	19
1.4. Estrutura do Trabalho	19
CAPÍTULO 2 – PARÂMETROS DE QUALIDADE DE ENERGIA DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	20
2.1. Introdução e Conceitos Gerais de Qualidade de Energia	20
2.2. Classificação e categorias dos fenômenos associados à Qualidade de Energia Elétrica (QEE) conforme IEEE-1159-2009	22
2.2.1. Transitório.....	24
2.2.2. Variação de Tensão de Curta Duração – VTCD	24
2.2.3. Variação de Tensão de Longa Duração	24
2.2.4. Desequilíbrios	24
2.2.5. Distorções na Forma de Onda	25
2.2.6. Flutuação de Tensão	25
2.2.7. Variação de Frequência	25
2.3. Qualidade do Produto Energia Elétrica – PRODIST – Módulo 8.....	25
2.3.1. Fenômenos de QEE em regime permanente:.....	26
2.3.2. Fenômenos de QEE em regime transitório:.....	33
2.4. Conclusão em termos de Geração Distribuída.....	36
CAPÍTULO 3 – REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATIVA E MICRORREDES.....	45
3.1. Introdução a Redes de Distribuição Ativa e Microrredes.....	45
3.2. Estrutura da Microrrede Considerada.....	49
3.3. Modelagem do Sistema Elétrico: GDFV, linha de transmissão e carga.....	52
3.3.1. Modelagem do GDFV	52
3.3.2. Modelagem da Linha de Transmissão	53
3.3.3. Modelagem da Carga.....	53
CAPÍTULO 4 – RESULTADOS	55
2.1. Estudos de Caso: RDBT radial sem FV – Base.....	56
4.1.1. Análise de sobretensão nas fases A, B, C.....	56
4.1.2. Análise de desequilíbrio de tensão.	56
4.1.3. Análise de sobrecarga nos condutores.....	57
4.2. RDBT radial sem injeção de potência reativa.	58
4.2.1. Análise de sobretensão nas fases A, B e C.....	58
4.2.2. Análise de desequilíbrio de tensão.	59
4.2.3. Análise sobrecarga nos condutores nas fases A, B e C.	59
4.2.4. Análise geral.	60
4.3. RDBT radial com injeção de Potência reativa indutiva.....	60
4.3.1. Análise de sobretensão nas fases A.	61
4.3.2. Análise de desequilíbrio de tensão.	61
4.3.3. Análise de sobrecarga nos condutores nas fases A, B e C.....	62
4.3.4. Análise geral.	62
4.4. RDBT em anel sem injeção de potência reativa.....	63
4.4.1. Análise de sobretensão nas fases A, B e C.....	63
4.4.2. Análise de desequilíbrio de tensão.	64

4.4.3.	Análise de sobrecarga nos condutores nas fases A, B e C.....	64
4.4.4.	Análise geral.	65
4.5.	RDBT em anel com injeção de potência reativa indutiva.	65
4.5.1.	Análise de sobretensão nas fases A.	66
4.5.2.	Análise de desequilíbrio de tensão.	66
4.5.3.	Análise de sobrecarga nos condutores nas fases A, B e C.....	67
4.5.4.	Análise geral.	67
4.6.	Tabela Resumo Geral.	68
CAPÍTULO 5 - CONCLUSÕES.....		69
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		71
APÊNDICE A		74

Capítulo 1 - Introdução

1.1. Considerações Preliminares

Os Sistemas de Energia Elétrica (SEEs) sofreram relativamente poucas mudanças estruturais ao longo de sua existência, ou seja, 130 anos. De uma maneira geral, sua concepção física / estrutural sempre se baseou no modelo denominado de geração centralizada, inicialmente, com pequenas usinas posicionadas próximo aos pontos de consumo e, mais tarde, com usinas de maior porte localizadas a distâncias relativamente longas dos centros de consumo. (TARANTO, 2017).

Na atualidade, e de uma forma geral, em todo o mundo, o sistema elétrico de energia convencional é caracterizado por uma rede de distribuição passiva, com fluxo de energia unidirecional, conforme apresenta a Figura 1, está enfrentando problemas de gradual esgotamento dos recursos de combustíveis fósseis, baixa eficiência energética e poluição ambiental. E como parte do Protocolo de Kyoto, muitos países estão planejando reduzir as emissões de gases de efeito estufa para combater a mudança climática e o aquecimento global.



Características:

- Sistema centralizado;
- Fluxo unidirecional (geração → carga);
- Geração de energia pouco diversificada;

Inconvenientes:

- Perda no processo de transmissão;
- Difícil manutenção;
- Limitada capacidade de carga.

Figura 1: Sistema elétrico de energia, rede convencional. (Fonte: EPE, 2018 / BRANDÃO 2019 – Adaptada).

Esses problemas levaram a uma nova tendência de gerar energia localmente, próximo ao centro de consumidor, em nível de tensão de distribuição usando fontes de

energia não convencionais / renováveis como gás natural, biogás, energia eólica, energia solar fotovoltaica, hidrogênio, calor combinado de processo (CHP), microturbinas e motores *Stirling* e, sua integração na rede de distribuição de serviços públicos se tornou um desafio. Este tipo de geração de energia é denominado geração distribuída (GD) e as fontes de energia são denominadas Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), em que o sistema de energia em desenvolvimento é caracterizado por uma rede de distribuição ativa, com fluxo de energia bidirecional, conforme descrito na Figura 2.

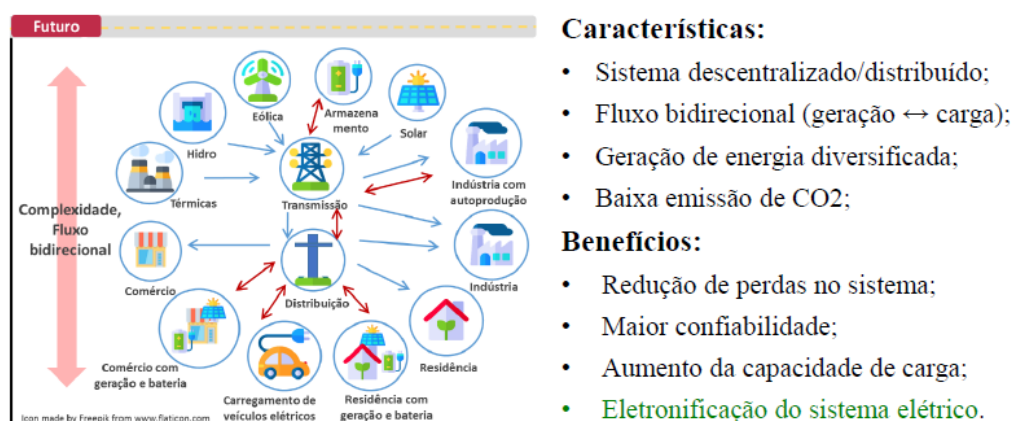


Figura 2: Sistema elétrico de energia, rede inteligente. (Fonte: EPE, 2018 / BRANDÃO 2019 – Adaptada).

A GD ganhou importância mundial no atendimento às necessidades de energia elétrica a partir das últimas décadas, quando muitos países optaram pelo regime de competição no setor energético e passaram a incentivar a evolução de tecnologias de geração com eficiência e confiabilidade, mesmo em baixas potências. (LUIZ, 2012).

Um dos principais enfoques da GD é a possibilidade de uma maior diversificação da tecnologia empregada, o que leva a um uso mais racional das fontes de produção de energia elétrica. Ela também promove um melhor aproveitamento da sazonalidade à qual alguns tipos de geração estão submetidos, conferindo uma melhor complementação à geração de energia elétrica de base. A GD também é vantajosa frente à geração centralizada, no que diz respeito à economia em investimentos na transmissão e distribuição de energia e à redução das perdas elétricas nesses sistemas, melhorando o serviço de energia elétrica. (CHOWDHURY 2009).

Outros fatores que fazem da GD uma alternativa atraente à expansão do parque gerador do país são:

- Proximidade da carga, com significativa redução de perdas, custos de transmissão/distribuição;
- Baixo custo de investimento para construção de unidades de geração;
- Curto espaço de tempo para instalação e facilidade de alocação;
- Atendimento mais rápido ao crescimento da demanda ou à demanda reprimida;
- Baixo custo de operação e manutenção das unidades de geração;
- Redução dos grandes impactos ambientais causados pelas linhas de transmissão e áreas de reservatórios da geração centralizada.

No Brasil, a geração distribuída vem apresentando um crescimento acelerado desde a implantação da Resolução Normativa nº 482/2012 pela agência reguladora (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL), no qual, a unidade consumidora, denominada prossumidor, pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis e fornecer o excedente para a rede elétrica através de um sistema de compensação, o modelo *Net Metering*.

Além disso, a redução de custos das tecnologias de geração distribuídas, classificadas nacionalmente como Micro e Minigeração distribuída (central geradora de energia elétrica com potência instalada de até 75 kW e de 75 kW até 5 MW, respectivamente) permitiu que o consumidor evoluísse ativamente no setor elétrico. Em 2019 o Brasil atingiu a marca importante de 1 GW de potência instalada em GD e conforme o Plano Decenal de Expansão de Energia para o ano de 2027 (EPE, 2018), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a previsão de potência instalada em GD poderá atingir 12 GW, conforme apresenta a Figura 3.

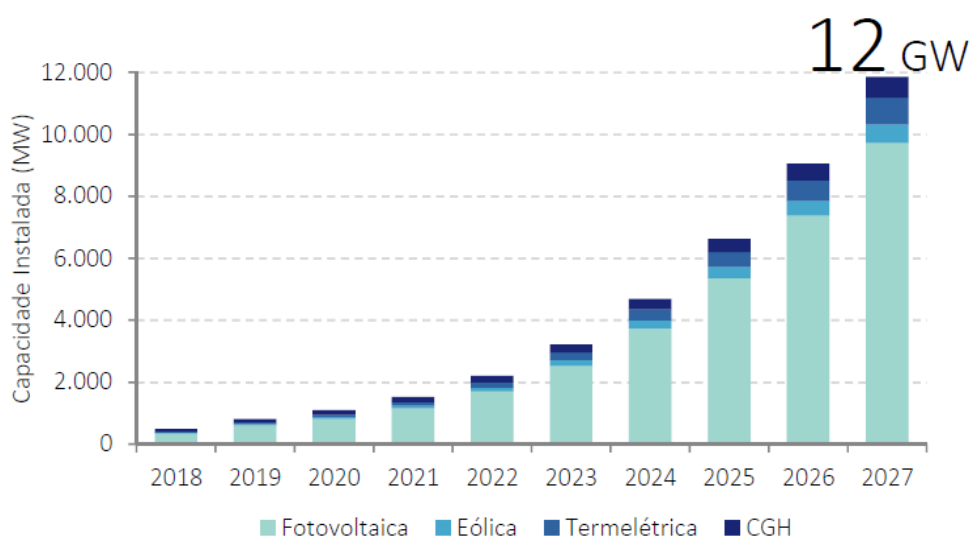


Figura 3: Previsão de crescimento da potência instalada em GD no Brasil. (Fonte: EPE, 2018).

Devido a este exponencial crescimento do mercado de GD no Brasil, aspectos de qualidade de energia elétrica relacionados ao fornecimento, à disponibilidade e à conformidade da energia, a qual inclui uma série de fenômenos com diferentes origens, características, impactos na rede elétrica se tornam de fundamental importância, principalmente, na interpretação de sinais de tensão e corrente, embasados em processamento desses sinais, em pontos de interesse, em especial, os pontos de acoplamento comum (PCC).

Dessa forma, a implantação em larga escala de redes elétricas inteligentes (REIs), ou *smarts grid*, – uma agregação da rede elétrica com a rede de comunicações e controle de informações – apresenta uma oportunidade única para a gestão em alto nível da qualidade do produto energia elétrica. Isto se deve aos benefícios proporcionados pela implantação de uma infraestrutura de tecnologias de informação e comunicação (TICs) à rede elétrica, que permite, entre outros benefícios, elevado nível de automação.

Neste contexto, a atual estratégia de implantação de RED, tipificado pela “instalação e esquecimento”, deve ser alterada para o gerenciamento ativo da rede elétrica para acomodar o elevado grau de penetração da GD, através do emprego de novas tecnologias de rede de distribuição como as redes inteligentes ou microrredes.

A ANEEL define microrrede como: “Rede de distribuição de energia elétrica que pode operar isoladamente do sistema de distribuição, atendida diretamente por uma unidade de geração distribuída.” (ANEEL, 2019).

De certo, as redes elétricas de distribuição ativa precisam incorporar sistemas flexíveis e sistemas de controle inteligentes, a fim de aproveitarem a energia renovável a partir de REDs. Porém, para a real implementação de microrredes e redes de distribuição ativas em uma base comercial, é necessária uma extensa pesquisa em áreas tais como:

- Amplo controle ativo da área;
- Proteção e controle adaptativo;
- Gerenciamento de rede dispositivos;
- Simulação de rede em tempo real;
- Sensores avançados e medições;
- Comunicação difusa distribuída;
- Conhecimento extração por métodos inteligentes;
- Novo projeto de transmissão e sistemas de distribuição.

1.2. Motivações para a Realização do Trabalho

A principal motivação deste trabalho é atender à demanda presente e futura do mercado de sistemas elétricos de energia nacional, e das concessionárias, quanto ao fomento de estudos relacionados aos impactos de qualidade de energia na rede de distribuição de baixa tensão, na implantação de microrredes ou sistemas de controle inteligente em redes de distribuição. Para isso foi aplicado o estudo de caso de uma rede de distribuição de baixa tensão radial e em anel real alimentada por GD utilizando a ferramenta computacional Matlab/Simulink[®] de forma a suportar futuros trabalhos sobre o desenvolvimento de redes inteligentes nas redes de distribuição.

1.3. Objetivos

Analisar os parâmetros, fenômenos e índices de qualidade de energia a partir da implantação de geração distribuída em redes de distribuição. Determinar os impactos da geração distribuída na rede de distribuição e caracterizar a máxima quantidade de geração distribuída que o sistema elétrico pode receber sem deteriorar o desempenho da operação.

1.4. Estrutura do Trabalho

Inicialmente, o trabalho apresenta uma contextualização do tema de estudo que é a conexão de geradores distribuídos (GD) à rede de energia elétrica. Serão destacados os principais benefícios e desafios da GD, principalmente, em termos de qualidade de energia elétrica da rede de distribuição.

Em seguida, no Capítulo 2, os parâmetros de qualidade de energia da rede de distribuição serão definidos de acordo com a norma IEEE-1159-2009, além da descrição de seus fenômenos e índices conforme PRODIST módulo 8 da ANEEL e a contextualização dos índices de qualidade na aplicação da GD, serão descritos e caracterizados os principais impactos da geração distribuída na rede de distribuição, tanto

Nota: IEEE-1159-2009 é uma prática recomendada para monitoramento de qualidade de energia elétrica. Engloba o monitoramento das características elétricas de sistemas de energia CA monofásicas e polifásicas. Inclui descrições consistentes dos fenômenos eletromagnéticos conduzidos ocorrendo em sistemas de energia. Apresenta definições de condições nominais e desvios destas condições nominais que podem ter origem na fonte de suprimento ou equipamento de carga ou pode se originar de interações entre a fonte e a carga. Além disso, esta prática discute técnicas de medição, técnicas de aplicação e a interpretação dos resultados do monitoramento.

devido a injeção de potência ativa (PGD) como potência reativa (QGD) e a máxima quantidade de geração distribuída que o sistema pode receber sem deteriorar o desempenho de operação (i.e., *hosting capacity*).

Já no Capítulo 3, as microrredes e sua estrutura serão descritas. Os serviços ancilares que tem fundamental importância na implantação das microrredes, já que podem atuar na coordenado da compensação distribuída de potência ativa e reativa também serão caracterizados. Além disso, será apresentado estudo de caso da implantação de GD fotovoltaico em um RDBR real.

No Capítulo 4, as principais soluções baseadas em serviços ancilares serão descritas e apresentadas para os seguintes casos: RDBT sem GD, caso base, RDBT com GD. Sendo RDBT radial sem e com absorção de potência reativa e RDBT anel sem e com absorção de potência reativa. Os casos testados foram simulados até o limite das figuras de mérito citadas com o objetivo de definição do *hosting capacity* do caso de estudo.

Esse estudo se baseará em algumas simulações desenvolvidas no software MatLab/Simulink[®] usando simulação do tipo fasorial para avaliar os impactos das GDs na rede elétrica, e a eficácia dos serviços ancilares.

O Capítulo 5 descreve as conclusões do trabalho através de tabela comparativa entre os casos estudados com a indicação do melhor caso pela maior *hosting capacity*, além de sugestões para continuidade do tema proposto. Em seguida a este capítulo, são apresentadas as referências bibliográficas utilizadas na pesquisa e desenvolvimento deste trabalho. No apêndice está o algoritmo desenvolvido para injeção de potência ativa da GD de forma automática na faixa definida em cada caso e o diagrama de blocos representativo da rede de distribuição de baixa tensão real testada com as respectivas cargas e dados de impedância de linha.

Capítulo 2 – Parâmetros de Qualidade de Energia da Rede de Distribuição

2.1. Introdução e Conceitos Gerais de Qualidade de Energia

A preocupação com qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores surgiu junto com as principais experiências comerciais relacionadas com a geração,

transmissão e a distribuição de energia elétrica, no século XIX. Já em 1934 a legislação brasileira estabeleceu, em seu Código de Águas, os primeiros indicadores de controle sobre esta qualidade. (ALVES, 2005).

Durante muitos anos a preocupação com o assunto estava focado exclusivamente no objetivo de minimizar as horas de interrupção sustentadas de energia. Já nas décadas de 1970 e 80 as questões relacionadas às distorções harmônicas e cintilação luminosa, ou o *flicker*, começaram a ser intensamente discutidas pela comunidade do setor elétrico nacional, daí resultando alguns procedimentos impostos pelas concessionárias quando do atendimento de novas cargas industriais, sem, contudo, se estabelecer uma legislação específica sobre o assunto. Somente na década de 90 a questão começou a tomar rumos mais concretos, sendo finalmente instituída pela recém-criada ANEEL, o grupo de trabalho especial – Qualidade de Energia Elétrica, encarregado de realizar ampla revisão da questão QEE, levando em consideração novos e mais amplos objetivos, como:

- Minimizar horas de interrupção;
- Ausência de sobre e subtensão, conforme limites aceitáveis;
- Ausência de afundamentos e saltos de tensão, conforme limites aceitáveis;
- Ausência dos transientes impulsivos e oscilatórios, conforme limites aceitáveis;
- Problemas de regime permanente, tais como harmônicos, desequilíbrios, cortes e *flicker*, conforme limites aceitáveis.

A crescente aplicação de equipamentos eletrônicos, em substituição aos antigos equipamentos eletromecânicos, sensíveis aos fenômenos eletromagnéticos e que também podem causar distúrbios eletromagnéticos, aumentou o interesse na qualidade de energia nos últimos anos. Isso tornou o sistema de energia elétrica mais sensíveis e vulneráveis aos distúrbios elétricos que possam ocorrer neste sistema. (ALVES, 2005).

Em 2008, foi lançada, pela ANEEL, a primeira versão aprovada do PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Elétrico Nacional que, em seu módulo 8, trata o assunto de qualidade de energia: suas terminologias e indicadores, caracteriza os fenômenos. Estabelece limites, a metodologia de medição, a gestão da reclamação relativa à conformidade de tensão em regime permanente, as perturbações na forma de onda de tensão e os estudos específicos de qualidade da energia elétrica para fins de acesso aos sistemas de distribuição.

De forma geral, o conceito de qualidade da energia adotada por especialistas da área, pode ser entendido como a ausência de qualquer desvio que possa ocorrer na

magnitude, forma de onda ou frequência da tensão e/ou corrente elétrica, que resulte em falha ou operação indevida de equipamentos elétricos (PAULILO, 2013). Ou seja, o serviço de fornecimento de energia elétrica é adequado quando garante, a custo viável, o funcionamento seguro e confiável de equipamentos e processos, sem afetar o meio ambiente e o bem-estar das pessoas.

2.2. Classificação e categorias dos fenômenos associados à Qualidade de Energia Elétrica (QEE) conforme IEEE-1159-2009

A IEEE-1159-2009 descreve o termo qualidade de energia como uma ampla variedade de fenômenos eletromagnéticos que caracterizam a tensão e a corrente em um determinado momento e em um determinado local no sistema de energia. Os fenômenos eletromagnéticos são separados em grupos classificados pela *International Electrotechnical Commission (IEC standard)*, conforme mostra a Tabela 1:

Group	Examples
Conducted low-frequency phenomena	Harmonics, interharmonics
	Signal systems (power line carrier)
	Voltage fluctuations
	Voltage dips and interruptions
	Voltage imbalance
	Power-frequency variations
	Induced low-frequency voltages
	DC in AC networks
	—
Radiated low-frequency phenomena	Magnetic fields
	Electric fields
Conducted high-frequency phenomena	Induced continuous wave (CW) voltages or currents
	Unidirectional transients
	Oscillatory transients
Radiated high-frequency phenomena	Magnetic fields
	Electric fields
	Electromagnetic fields
	Continuous waves
	Transients
Electrostatic discharge phenomena (ESD)	—
Nuclear electromagnetic pulse (NEMP)	—

Tabela 1: Principais fenômenos causadores de distúrbios eletromagnéticos conforme classificado pelo IEC. (Fonte: IEEE-1159, 2009).

As categorias e suas descrições são importantes para permitir classificar os resultados das medições e descrever fenômenos eletromagnéticos que podem causar problemas de qualidade de energia. Além disso, as diferentes maneiras de solucionar problemas de qualidade de energia foram uma das principais razões para o desenvolvimento de diferentes categorias de fenômenos eletromagnéticos. A Tabela 2 apresenta as categorias e características típicas de fenômenos eletromagnéticos de sistemas de potência.

Categories	Typical spectral content	Typical duration	Typical voltage magnitude
1.0 Transients			
1.1 Impulsive			
1.1.1 Nanosecond	5 ns rise	< 50 ns	
1.1.2 Microsecond	1 μ s rise	50 ns – 1 ms	
1.1.3 Millisecond	0.1 ms rise	> 1 ms	
1.2 Oscillatory			
1.2.1 Low frequency	< 5 kHz	0.3–50 ms	0–4 pu ^a
1.2.2 Medium frequency	5–500 kHz	20 μ s	0–8 pu
1.2.3 High frequency	0.5–5 MHz	5 μ s	0–4 pu
2.0 Short-duration root-mean-square (rms) variations			
2.1 Instantaneous			
2.1.1 Sag		0.5–30 cycles	0.1–0.9 pu
2.1.2 Swell		0.5–30 cycles	1.1–1.8 pu
2.2 Momentary			
2.2.1 Interruption		0.5 cycles – 3 s	< 0.1 pu
2.2.2 Sag		30 cycles – 3 s	0.1–0.9 pu
2.2.3 Swell		30 cycles – 3 s	1.1–1.4 pu
2.3 Temporary			
2.3.1 Interruption		>3 s – 1 min	< 0.1 pu
2.3.2 Sag		>3 s – 1 min	0.1–0.9 pu
2.3.3 Swell		>3 s – 1 min	1.1–1.2 pu
3.0 Long duration rms variations			
3.1 Interruption, sustained		> 1 min	0.0 pu
3.2 Undervoltages		> 1 min	0.8–0.9 pu
3.3 Overvoltages		> 1 min	1.1–1.2 pu
3.4 Current overload		> 1 min	
4.0 Imbalance			
4.1 Voltage		steady state	0.5–2%
4.2 Current		steady state	1.0–30%
5.0 Waveform distortion			
5.1 DC offset		steady state	0–0.1%
5.2 Harmonics	0–9 kHz	steady state	0–20%
5.3 Interharmonics	0–9 kHz	steady state	0–2%
5.4 Notching		steady state	
5.5 Noise	broadband	steady state	0–1%
6.0 Voltage fluctuations	< 25 Hz	intermittent	0.1–7% 0.2–2 P _{st} ^b
7.0 Power frequency variations		< 10 s	\pm 0.10 Hz
NOTE—These terms and categories apply to power quality measurements and are not to be confused with similar terms defined in IEEE Std 1366™-2003 [B27] and other reliability-related standards, recommended practices, and guides.			

Tabela 2: Categorias e características típicas de fenômenos eletromagnéticos de sistemas de potência.

(Fonte: IEEE-1159, 2009).

Como pode-se observar a Tabela 2 é uma síntese de todos os distúrbios que, eventualmente, possam ocorrer sobre determinado sistema elétrico, trazendo as principais características pelas quais os fenômenos eletromagnéticos são definidos.

De acordo com a IEEE 1159-2009, o termo distúrbio de energia é descrito como: “qualquer desvio do valor nominal (ou de alguns limiares selecionados com base em tolerância de carga) das características de potência CA de entrada.”.

2.2.1. Transitório

Os transitórios são fenômenos eletromagnéticos oriundos de alterações súbitas nas condições operacionais de um sistema de energia elétrica. Geralmente, a duração de um transitório é muito pequena, mas de grande importância, uma vez que submetem equipamentos as grandes solicitações de tensão e/ou corrente. Existem dois tipos de transitórios: os impulsivos, causados por descargas atmosféricas, e os oscilatórios, causados por chaveamentos.

2.2.2. Variação de Tensão de Curta Duração – VTCD

As VTCDs podem ser caracterizadas por alterações instantâneas, momentâneas ou temporárias. Tais variações de tensão são, geralmente, causadas pela energização de grandes cargas que requerem altas correntes de partida, ou por intermitentes falhas nas conexões dos cabos de sistema. Conforme o local da falha e das condições do sistema, o resultado pode ser um afundamento momentâneo de tensão, *dip*, uma elevação momentânea de tensão, *swell*, ou mesmo uma interrupção completa do sistema elétrico.

2.2.3. Variação de Tensão de Longa Duração

As variações de tensão de longa duração são fenômenos semelhantes aos fenômenos de curta duração, porém, com a característica de se manterem no sistema elétrico por tempos superiores a um minuto. São causadas por saídas de grandes blocos de carga, perdas de fase, dentre outras.

2.2.4. Desequilíbrios

Os desequilíbrios podem ser definidos como o desvio máximo da média das correntes ou tensões trifásicas, divididos pela média das correntes ou tensões trifásicas, expressados em percentual. As origens destes desequilíbrios estão, geralmente, nos sistemas de distribuição, os quais possuem cargas monofásicas distribuídas inadequadamente, fazendo surgir no circuito tensões de sequência negativa.

2.2.5. Distorções na Forma de Onda

A distorção da forma de onda é definida como um desvio, em regime permanente, da forma de onda puramente senoidal, na frequência fundamental, e é caracterizada, principalmente, pelo seu conteúdo espectral. Existem cinco tipos principais de distorções da forma de onda; *dc offset*, harmônicos, inter-harmônicos, *notching* e ruídos.

2.2.6. Flutuação de Tensão

As flutuações de tensão correspondem a variações sistemáticas dos valores eficazes da tensão de suprimento dentro da faixa compreendida entre 0,95 p.u. e 1,05 p.u.. Qualquer carga que tenha variações cíclicas significativas, especialmente no componente reativo, pode causar tensão flutuações. Tais flutuações são geralmente causadas por cargas industriais.

2.2.7. Variação de Frequência

Variações na frequência de um sistema elétrico são definidas como sendo desvios no valor da frequência fundamental deste sistema (50 Hz ou 60 Hz). A frequência do sistema de potência está diretamente associada à velocidade de rotação dos geradores que suprem o sistema. Pequenas variações de frequência podem ser observadas como resultado do balanço dinâmico entre carga e geração no caso de alguma alteração. Variações de frequência que ultrapassam os limites para operação normal em regime permanente podem ser causadas por faltas em sistemas de transmissão, saída de um grande bloco de carga ou pela saída de operação de uma grande fonte de geração.

2.3. Qualidade do Produto Energia Elétrica – PRODIST – Módulo 8

No Brasil, o PRODIST em sua última revisão aprovada, a revisão nº 10, com data de vigência a partir de 01/01/2018, estabelece procedimentos de QEE, terminologias e os indicadores, caracteriza os fenômenos, estabelece limites ou valores de referência, a metodologia de medição, metodologias para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais que serão abordados neste trabalho com o enfoque de implantação de microrredes em sistemas de distribuição.

2.3.1. Fenômenos de QEE em regime permanente:

Os fenômenos de QEE em regime permanente serão caracterizados por:

- **Tensão em regime permanente:** Deve ser acompanhada em todo o sistema de distribuição. A distribuidora deve acompanhar e atuar de forma preventiva para que a tensão em regime permanente se mantenha dentro dos padrões adequados. Deve ser avaliada por meio de um conjunto de leituras obtidas por medição apropriada, de acordo com a metodologia descrita para os indicadores individuais e coletivos. A conformidade dos níveis de tensão - que refere-se à comparação do valor de tensão obtido por medição apropriada, no ponto de conexão, em relação ao nível de tensão especificado com adequado, precário e crítico, deve ser avaliada nos pontos de conexão à Rede de Distribuição, nos pontos de conexão entre distribuidoras e nos pontos de conexão com as unidades consumidoras, por meio dos indicadores, como apresenta a Tabela 3.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão Nominal (TN)
Adequada	$0,92TN < TL < 1,05TN$
Precária	$0,87TN < TL < 0,92TN$ ou
	$1,05TN < TL < 1,06TN$
Crítica	$TL < 0,87TN$ ou $TL > 1,06TN$

Tabela 3: Faixas Aplicadas às Tensões Nominais Inferiores a 1 kV. (Fonte: Prodist – Módulo 8).

Valores de referência:

a) Os valores de tensão são obtidos por medições e devem ser comparados à tensão de referência, a qual deve ser a tensão nominal ou a contratada, de acordo com o nível de tensão do ponto de conexão;

b) os valores nominais devem ser fixados em função dos níveis de planejamento do sistema de distribuição de modo que haja compatibilidade com os níveis de projeto dos equipamentos elétricos de uso final;

c) para cada tensão de referência, as leituras a ela associadas classificam-se em três categorias: adequadas, precárias ou críticas, baseando-se no afastamento do valor da tensão de leitura em relação à tensão de referência. A Figura 4 mostra a classificação das leituras de tensão em relação à referência.

Classificação das Leituras:

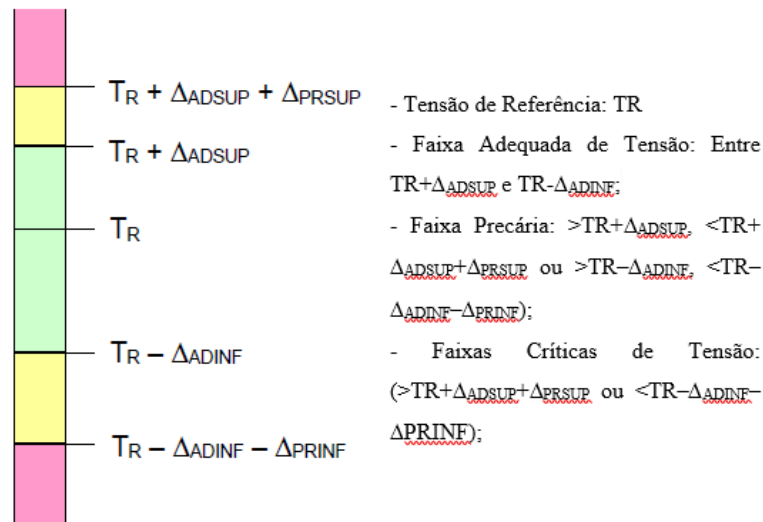


Figura 4: Classificação das leituras de tensão em relação à referência (Fonte: Prodlist: módulo 8).

O indicador de tensão pode ser individual ou coletivo associado há um mês. Para o indicador individuais, a ser abordado neste trabalho, considera-se um conjunto de leituras com 1008 (mil e oito) leituras válidas, obtidas em intervalos consecutivos de 10 minutos cada, salvo as que forem expurgadas. Após a obtenção do conjunto de leituras válidas, quando de medições oriundas por reclamação ou amostrais, devem ser calculados o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e o para tensão crítica (DRC) de acordo com a Equação 1 e a Equação 2:

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100[\%] \quad (1)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100[\%] \quad (2)$$

Em que nlp e nlc representam o maior valor entre as fases do número de leituras situadas nas faixas precária e crítica, respectivamente.

Para obter o cálculo dos índices equivalentes por consumidor deve-se calcular o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária equivalente (DRP_E) e o índice de duração relativa da transgressão para tensão crítica equivalente (DRC_E), de acordo com a Equação 3 e a Equação 4:

$$DRP_E = \sum \frac{DRP_i}{N_L} [\%] \quad (3)$$

$$DRC_E = \sum \frac{DRC_i}{N_L} [\%] \quad (4)$$

onde:

DRP_i = duração relativa de transgressão de tensão precária individual da unidade consumidora (i);

DRC_i = duração relativa de transgressão de tensão crítica individual da unidade consumidora (i);

DRP_E = duração relativa de transgressão de tensão precária equivalente;

DRC_E = duração relativa de transgressão de tensão crítica equivalente;

N_L = total de unidades consumidoras objeto de medição.

Sendo os limites para os indicadores de:

$DRP = 3\%$ (três por cento);

$DRC = 0,5\%$ (cinco décimos por cento);

- **Fator de potência:** O valor do fator de potência deve ser calculado a partir dos valores registrados das potências ativa e reativa (P, Q) ou das respectivas energias ativa e reativa (EA, ER), utilizando-se da Equação 5:

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2+Q^2}} = \frac{EA}{\sqrt{EA^2+ER^2}} \quad (5)$$

Sendo que o controle do fator de potência deve ser:

- Medição permanente e obrigatória no caso de unidades consumidoras atendidas pelo SDMT e SDAT e nas conexões entre distribuidoras,

- Medição individual permanente e facultativa nos casos de unidades consumidoras do Grupo B com instalações conectadas pelo SDBT. A Tabela 4 mostra os limites para o fator de potência por faixa de tensão.

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

Tabela 4: Fator de potência em pontos de conexão. (Fonte: ONS - submódulo 3.6).

- **Harmônicos:**

As distorções harmônicas são fenômenos associados a deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental. A Tabela 5 apresenta o resumo das terminologias aplicáveis às distorções harmônicas:

Identificação da Grandeza	Símbolo
Distorção harmônica individual de tensão de ordem h	$DIT_h\%$
Distorção harmônica total de tensão	$DTT\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3	$DTT_p\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3	$DTT_i\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3	$DTT_3\%$
Tensão harmônica de ordem h	V_h
Ordem harmônica	h
Ordem harmônica máxima	$h_{m\acute{a}x}$
Ordem harmônica mínima	$h_{m\acute{i}n}$
Tensão fundamental medida	V_1
Valor do indicador $DTT\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	$DTT_{95\%}$
Valor do indicador $DTT_p\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	$DTT_{p,95\%}$
Valor do indicador $DTT_i\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	$DTT_{i,95\%}$
Valor do indicador $DTT_3\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	$DTT_{3,95\%}$

Tabela 5: Terminologia distorções harmônicas. (Fonte: Prodíst – Módulo 8).

Para os cálculos de distorções harmônicas $DIT_h\%$, $DTT\%$, $DTT_p\%$, $DTT_i\%$ e $DTT_3\%$ tem-se:

- Distorção harmônica individual de tensão de ordem h, Equação 6:

$$DIT_h\% = \frac{V_h}{V_1} \cdot 100\% \quad (6)$$

- Distorção harmônica total de tensão, Equação 7:

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{m\acute{a}x}} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (7)$$

- Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3, Equação 8:

$$DTT_p\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hp} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (8)$$

- Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3, Equação 9:

$$DTT_i\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{hi} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (9)$$

- Distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3, Equação 10:

$$DTT_3\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h3} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (10)$$

A Tabela 6, mostra os limites de distorções harmônicas totais.

Indicador	Tensão nominal		
	$V_n \leq 1,0\text{kV}$	$1,0\text{kV} < V_n < 69\text{kV}$	$69\text{kV} \leq V_n < 230\text{kV}$
DTT95%	10,00%	8,00%	5,00%
DTT _p 95%	2,50%	2,00%	1,00%
DTT _i 95%	7,50%	6,00%	4,00%
DTT ₃ 95%	6,50%	5,00%	3,00%

Tabela 6: Limites de distorções harmônicas totais. (Fonte: Prodist – Módulo 8).

- **Desequilíbrio de tensão:** 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, e/ou na defasagem elétrica de 120° entre as tensões de fase do mesmo sistema. A tabela 7 apresenta o resumo das terminologias aplicáveis para desequilíbrio de tensão:

Identificação da Grandeza	Símbolo
Fator de desequilíbrio de tensão	FD
Magnitude da tensão eficaz de sequência negativa – frequência fundamental	V-
Magnitude da tensão eficaz de sequência positiva – frequência fundamental	V+
Magnitudes das tensões eficazes de linha – frequência fundamental	V _{ab} , V _{bc} e V _{ca}
Valor do indicador FD% que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	FD95%

Tabela 7: Terminologia desequilíbrio de tensão. (Fonte: Prodist – Módulo 8).

Para o cálculo de desequilíbrio de tensão adota-se a Equação 11:

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} \cdot 100 \quad (11)$$

Sendo que os limites de desequilíbrio de tensão, são apresentados na tabela 8:

Indicador	Tensão nominal	
	V _n ≤ 1,0kV	1kV < V _n < 230kV
FD95%	3,00%	2,00%

Tabela 8: Limites de desequilíbrio de tensão. (Fonte: Prodist – Módulo 8).

- **Flutuação de tensão:** A flutuação de tensão é um fenômeno caracterizado pela variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz ou de pico da tensão instantânea. A determinação da qualidade da tensão do sistema de distribuição quanto à flutuação de tensão tem por objetivo avaliar o incômodo provocado pelo efeito da cintilação luminosa no consumidor, que tenha em sua unidade consumidora pontos de iluminação alimentados em baixa tensão. A Tabela 9 mostra as terminologias aplicáveis para flutuação de tensão.

Identificação da Grandeza	Símbolo
Severidade de Flutuação de Tensão de Curta Duração	P_{st}
Severidade de Flutuação de Tensão de Longa Duração	P_{lt}
Valor do indicador P_{st} que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	$P_{st} 95\%$

Tabela 9: Terminologia flutuação de tensão. (Fonte: Prodist – Módulo 8).

Para o cálculo de flutuação de tensão tem-se:

- P_{st} : representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 10 (dez) minutos (Equação 12).

$$P_{st} = \sqrt{0,0314.P_{0,1} + 0,0525.P_1 + 0,0657.P_3 + 0,28.P_{10} + 0,08.P_{50}} \quad (12)$$

Sendo, $P_i=(0,1; 1; 3; 10; 50)$, que corresponde ao nível de flutuação de tensão ultrapassado durante i % do tempo, obtido a partir da função de distribuição acumulada complementar, de acordo com o procedimento estabelecido nas Normas IEC: IEC 61000-4-15. *Flickermeter – Functional and Design Specifications*. A Figura 5 mostra a distribuição acumulada complementar da sensação de cintilação.

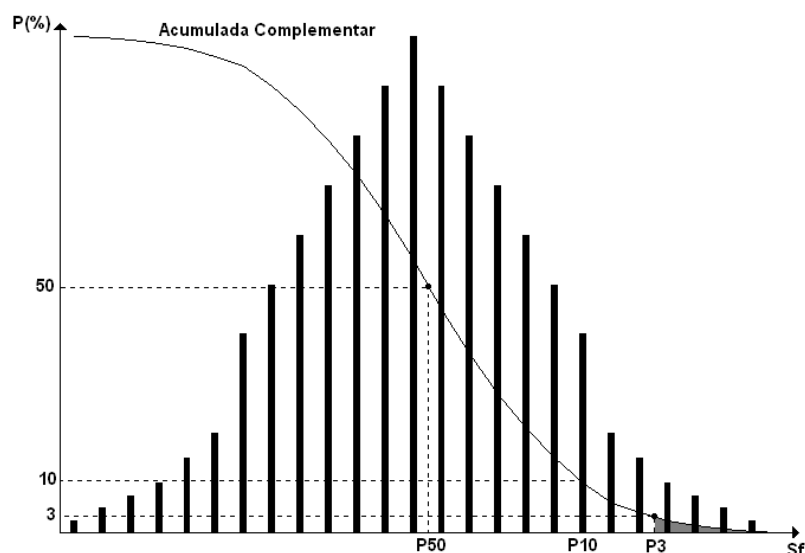


Figura 5: Distribuição acumulada complementar da sensação de cintilação. (Fonte: Prodist: módulo 8).

- P_{lt} : representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 2 (duas) horas, ou seja,

corresponde a um valor representativo de doze amostras consecutivas de P_{st} , calculado pela Equação 13.

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{sti})^3} \quad (13)$$

Os limites de flutuação de tensão, são apresentados conforme Tabela 10:

Indicador	Tensão nominal		
	$V_n \leq 1,0 \text{ kV}$	$1,0 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
$P_{st} 95\%$	1,0 pu	1,5 pu	2,0 pu

Tabela 10: Limites de flutuação de tensão. (Fonte: Prodist – Módulo 8).

- **Variação de frequência:** A frequência, em condições normais de operação e regime permanente, deve ser operada dentro dos limites de frequência 59,9 Hz e 60,1 Hz em sistema de distribuição e instalações de geração conectados à rede. Em caso de variação de frequência no sistema de distribuição, as instalações de geração devem garantir que a frequência retorne, no intervalo de tempo de 30 (trinta) segundos após a transgressão, para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração. Caso a recuperação do equilíbrio carga-geração não seja possível, ou seja, há necessidade de corte e geração ou carga a frequência deverá ser mantida conforme requisitos:

- a) não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas;
- b) pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 (trinta) segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos;
- c) pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 05 (cinco) segundos.

2.3.2. Fenômenos de QEE em regime transitório:

- **VTCD:** são desvios significativos na amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo inferior a três minutos. São classificados conforme apresenta a Tabela 11.

Classificação	Denominação	Duração da Variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 p.u

Tabela 11: Classificação VTCD. (Fonte: Prodist – Módulo 8).

A Tabela 12 apresenta as terminologias aplicáveis para VTCD.

Identificação da Grandeza	Símbolo
Variação de Tensão de Curta Duração	VTCD
Interrupção Momentânea de Tensão	IMT
Afundamento Momentâneo de Tensão	AMT
Elevação Momentânea de Tensão	EMT
Interrupção Temporária de Tensão	ITT
Afundamento Temporário de Tensão	ATT
Elevação Temporária de Tensão	ETT
Amplitude do evento de VTCD	V_e
Duração do evento de VTCD	Δt_e
Frequência de ocorrência de eventos de VTCD	f_c
Fator de Impacto	FI
Fator de Impacto base	FI_{BASE}

Tabela 12: Terminologia VTCD. (Fonte: Prodist – Módulo 8).

Para o cálculo de indicadores associados VTCD é utilizada a Equação 14, Equação 15 e Equação 16.

$$V_e = \frac{V_{res}}{V_{ref}} \cdot 100 \quad (14)$$

sendo:

V_e = amplitude do evento de VTCD (em %);

V_{res} = tensão residual do evento de VTCD (em Volt);

V_{ref} = tensão de referência (em Volt).

$$\Delta t_e = t_f - t_i \quad (15)$$

sendo:

Δt_e = duração do evento de VTCD (em milissegundos);

t_f = instante final do evento de VTCD;

t_i = instante inicial do evento de VTCD.

$$f_e = n \quad (16)$$

sendo:

f_e = frequência de ocorrência de eventos de VTCD;

n = quantidade de eventos de VTCD registrados no período de avaliação.

O registo de VTDC em termos de duração e amplitude é estratificado em 9 regiões de sensibilidade visando correlacionar a importância de cada evento VTDC com o nível de sensibilidade das diferentes cargas conectadas ao sistema de distribuição, em média e alta tensão, conforme Tabela 13.

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 ms - 100 ms]	[100 ms - 300 ms]	[300 ms - 600 ms]	[600 ms - 1 seg]	[1 seg - 3 seg]	[3 seg - 1 min]	[1 min - 3 min]
> 1,15	REGIÃO H			REGIÃO I			
[1,10 - 1,15]	REGIÃO A						
[0,85 - 0,90]	REGIÃO A						
[0,80 - 0,85]	REGIÃO A						
[0,70 - 0,80]	REGIÃO B	REGIÃO D			REGIÃO G		
[0,60 - 0,70]	REGIÃO C	REGIÃO D			REGIÃO F		
[0,50 - 0,60]	REGIÃO E			REGIÃO F			
[0,40 - 0,50]	REGIÃO E			REGIÃO F			
[0,30 - 0,40]	REGIÃO E			REGIÃO F			
[0,20 - 0,30]	REGIÃO E			REGIÃO F			
[0,10 - 0,20]	REGIÃO E			REGIÃO F			
< 0,10	REGIÃO E			REGIÃO F			

Tabela 13: Estratificação das VTCD com base nos níveis de sensibilidade das diversas cargas. (Fonte: Prodist – Módulo 8).

O fator de impacto para caracterização da severidade da incidência de eventos de VTCD é calculado pela Equação 17.

$$FI = \frac{\sum_{i=A}^I (F_{ei} \cdot f_{pi})}{FI_{BASE}} \quad (17)$$

Sendo:

f_{ei} = frequência de ocorrência de eventos de VTCD, apuradas por meio de medição apropriada, em um período de 30 dias consecutivos, para cada região de sensibilidade i , sendo $i = A, B, C, D, E, F, G, H$ e I .

fp_i = fator de ponderação para cada região de sensibilidade i , estabelecido de acordo com a relevância do evento, correlacionando sua amplitude e duração.

FI_{BASE} = Fator de Impacto base, obtido do somatório dos produtos dos fatores de ponderação pelas frequências máximas de ocorrência em um período de 30 (trinta) dias de VTCD para cada região de sensibilidade.

O fator de ponderação, fp , para cada região de sensibilidade e o fator de impacto base são definidos na Tabela 14.

Região de Sensibilidade	Fator de Ponderação (fp)	Fator de Impacto Base (FI_{BASE})	
		$1,0kV < V_n < 69kV$	$69kV \leq V_n < 230kV$
A	0,00	2,13	1,42
B	0,04		
C	0,07		
D	0,15		
E	0,25		
F	0,36		
G	0,07		
H	0,02		
I	0,04		

Tabela 14: Fatores de ponderação e Fator de Impacto Base de acordo com a tensão nominal. (Fonte: Prodinst – Módulo 8).

Cabe salientar que o valor de referência para o indicador fator de impacto, utilizado no planejamento do sistema de distribuição, para SDMT e SDAT é de 1,0 p.u.. Em SDBT não é estabelecido valor de referência.

2.4. Conclusão em termos de Geração Distribuída

Diversos são os artigos que abordam o chamado “problema da grande inserção de geração distribuída nas redes elétricas de distribuição de baixa tensão”, [LUIZ 2012], [SOUZA 2014], [TARANTO 2017], [EPE 2018]. Vários estudos vêm sendo conduzidos

em diversos países, [LENNERHAG 2017], [BOLLEN 2017 - 1], [BOLLEN 2017 - 2] [FREITAS 2018], buscando soluções tecnicamente corretas e economicamente atrativas para subsidiar uma grande inserção da GD nas redes de BT. Uma questão tem se destacado com relação aos impactos dessa inserção: a violação dos níveis de tensão no ponto de conexão da GD. [SOUZA, 2014].

Isso tem se tornado uma preocupação para as concessionárias de energia, já que se observa impactos de QEE nessas redes, como sobretensão, subtensão, desequilíbrio de tensão, sobrecorrentes, para casos em que os limites de *hosting capacity* são excedidos.

O termo *hosting capacity* foi utilizado pela primeira vez no contexto da geração distribuída por André Even em março de 2004, durante as discussões no âmbito do Projeto Europeu Integrado EU-DEEP [BOURGAIN 2009], [ETHERDEN 2014]. Este termo já estava em uso antes de 2004, mas em um contexto bastante diferente, por exemplo para servidores de internet, para marcas d'água de imagens e para o assentamento de refugiados. O *hosting capacity* é agora amplamente usada como termo e como metodologia pelos operadores de rede, por reguladores de energia e por pesquisadores. [BOLLEN 2017 - 2].

- Definição e objetivo do *hosting capacity*:

A aplicação de *hosting capacity*, para geração distribuída, foi introduzida como uma ferramenta de comunicação entre as partes interessadas no que diz respeito à conexão da geração distribuída com a rede elétrica. É definido como a quantidade de nova geração ou consumo que pode ser conectado à rede elétrica sem comprometer a confiabilidade ou a qualidade de tensão para outros clientes.

Essenciais para a aplicação são a seleção de índices de desempenho para a rede e limites de aceitabilidade para esses índices. O *hosting capacity* é a quantidade de nova geração ou consumo, onde o primeiro índice de desempenho atinge seu limite. Isto é ilustrado nas figuras 6 e 7, para dois casos nova geração.

Por exemplo, o risco de sobretensão já aumenta com quantidades muito pequenas de nova geração conectada a uma parte da rede com consumo apenas (como na Figura 1); o risco de a sobrecorrente diminuirá inicialmente (como na Figura 2). Em casos como na Figura 2, às vezes faz sentido introduzir um segundo valor de *hosting capacity* (HC1) no

qual o desempenho é o mesmo que para o sistema sem nova geração. [BOLLEN 2017 - 2].

O *hosting capacity* pode ser definido como a mínima quantidade de geradores fotovoltaicos (FV) inseridos na rede elétrica que cause a violação de pelo menos um limite operacional.

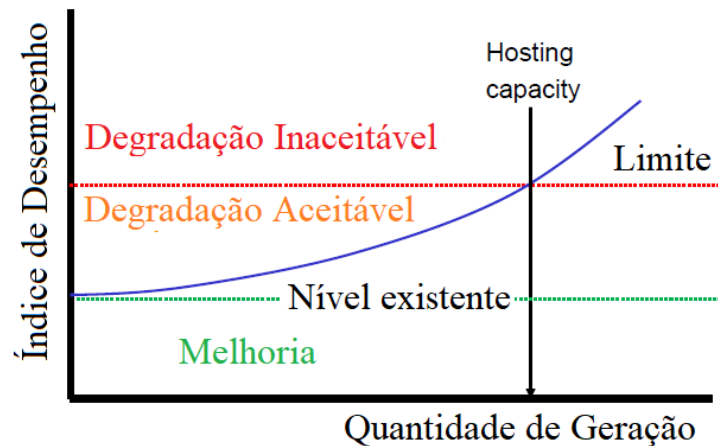


Figura 6: Aplicação de *hosting capacity*, no qual o desempenho já se deteriora com pequenas quantidades da geração local. [Fonte: BOLLEN 2017 – 2 - Adaptado].

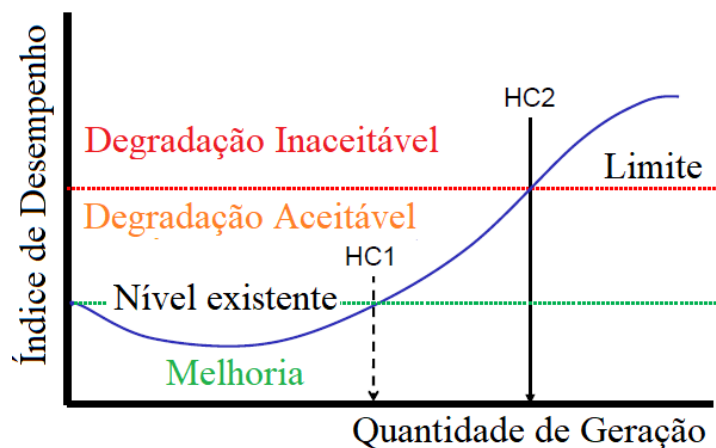


Figura 7: Aplicação de *hosting capacity*, no qual o desempenho inicialmente melhora e só se deteriora com quantidades maiores de geração local. [Fonte: BOLLEN 2017 – 2 - Adaptado].

- Incertezas

Ao determinar o *hosting capacity* da rede elétrica em um determinado local ou para uma certa parte da rede, várias incertezas desempenham uma função. A incerteza que é mais discutida e estudada é a variação da geração de energia eólica ou solar com o tempo.

Isso é referido incorretamente como “intermitente” e regularmente (mas um tanto injustificado) mencionado como a principal preocupação da integração da geração de energia renovável. É certo que não é possível prever a energia solar ou a geração de energia eólica com precisão, com mais de alguns dias de antecedência, na maioria dos países. Mesmo a previsão algumas horas à frente é muitas vezes difícil. Isso limita a utilidade da energia eólica e solar como um recurso de energia elétrica despachável. [BOLLEN 2017 - 2].

- Impactos no *Hosting Capacity*

Como mencionado anteriormente a aplicação do *hosting capacity* foi desenvolvida como uma abordagem transparente destinada a permitir uma discussão mais aberta entre as diferentes partes interessadas. Isso, no entanto, não implica que haja um valor único da capacidade de hospedagem, como resultado dos cálculos.

As incertezas mencionadas antes de terem seu impacto nos resultados dos cálculos. Além disso, os próprios cálculos afetam os resultados. Certas suposições terão de ser feitas e certos valores de parâmetro são necessários. A escolha desses pressupostos e valores de parâmetro pode ter um grande impacto. Os dados, especialmente sobre os padrões de consumo, nem sempre estão disponíveis quando os estudos são feitos e as suposições podem ter um impacto sério. É necessária uma análise de sensibilidade para avaliar se a coleta de dados adicionais e o desenvolvimento do modelo são necessários. Alternativamente, variáveis estocásticas adicionais podem acomodar a incerteza.

O que tem um impacto potencial ainda maior, e onde nenhuma quantidade de coleta de dados ou desenvolvimento do modelo pode ajudar, é a escolha do índice de desempenho e o limite, como mostrado nas figuras 6 e 7. Essas escolhas dependem fortemente da quantidade de risco que as partes interessadas, especialmente os operadores de rede elétricas e seus clientes, estão dispostos a tomar. [BOLLEN 2017 - 2].

- *Hosting Capacity* baseado em abordagem de planejamento:

O *hosting capacity* baseado em abordagem de planejamento proposta aqui, consiste nas seguintes etapas:

i) Estimar as variações de tensão sem carga na rede de distribuição de baixa tensão durante as horas do ano em que a geração de energia solar pode ser alta. Estas são a tensão de variações originárias da rede elétrica de média tensão.

ii) Estimar o intervalo do menor consumo durante as horas do ano em que a produção a partir de energia solar pode ser alta.

iii) Estimar a geração por instalação, durante o período de 10 min com maior impacto de todas as instalações juntas.

iv) Adicionar instalações de energia solar de forma aleatória e calcular a distribuição do pior caso de tensão com quantidade crescente de energia solar.

v) Definir um índice de desempenho para a rede, um limite adequado para este índice, e determinar a capacidade de hospedagem.

Essa abordagem para o planejamento do sistema de distribuição pode ser vista como uma versão adaptada da abordagem, onde um "consumo máximo de diversidade" é comparado com a capacidade das linhas, cabos e transformadores.

- Pesquisa sobre *hosting Capacity*

Embora o *hosting capacity* seja um conceito bem conhecido e tenha sido amplamente estudado nos últimos anos, uma generalizada caracterização desse índice em um conjunto de larga escala em SDBT reais ainda não está disponível. Pelo menos três requisitos importantes não são totalmente compreendidos. Primeiro, o *hosting capacity* é geralmente visto como um índice específico do sistema, ou seja, não pode ser aplicado a outros sistemas sem simulações adicionais. Segundo a sobretensão é considerada um dos principais impactos dos geradores fotovoltaicos. No entanto, as informações existentes são baseadas principalmente em análise de poucos sistemas e falta estudos de larga escala para apoiar esta consideração. Terceiro, o impacto quantitativo do gerador e os parâmetros de circuito não foram devidamente endereçados na análise de *hosting capacity*. [FREITAS 2018].

Uma pesquisa realizada no sudeste do Brasil, [FREITAS 2018], no qual foi avaliado o *hosting capacity* em 50 mil unidades consumidoras (UC's) no Sistema de Distribuição de Baixa Tensão (SDBT) radial, que representava 75% do circuito de distribuição da concessionária, utilizou método simplificado de Monte Carlo, devido a característica aleatória de FV's implantados, para simular os parâmetros de QEE da rede de

distribuição. A Tabela 15 apresenta as principais características do SDBT radial avaliado com as 50.000 UC's.

Esta pesquisa considerou os limites operacionais definidos em um intervalo de 24 horas, porém como o objetivo foi analisar o *hosting capacity* e para redução do esforço computacional foram consideradas as 2 horas mais críticas de operação das FVs, entre 11 e 13 horas, no qual há o maior potencial de violação dos limites operacionais de QEE descritos abaixo:

Parâmetros	Dados	
Sistemas de Baixa Tensão Estudados	50.000 (98 cidades)	
Unidade Consumidora (UC)	1.836.012	
Transformadores de Distribuição	Lado	Tensão Nominal de Linha
	Média Tensão	11,4kV
	Baixa Tensão	0,22kV
	Potência Nominal (kVA)	Quantidade (UC)
	30	12.966 (25,9%)
	45	20.529 (41,1%)
	75	12.045 (24,1%)
	112,5	2.813 (5,6%)
	Outros	1.647 (3,3%)
Total	50.000 (100%)	

Tabela 15: Principais características das 50.000 UC's do SDBT radial. (Fonte: FREITAS 2018).

- Sobretensão e subtensão: A tensão deve estar abaixo de 1,05 p.u. e acima de 0,92 p.u. Uma violação é sinalizada se houver tensões nodal entre 1,05 e 1,06 p.u. ou entre 0,87 e 0,92 p.u. por mais de 3% do período monitorado (mais de 3 registros instantâneos de 15 minutos não necessariamente consecutivos em uma simulação de 24 horas). Uma violação também é sinalizada, se houver a tensão está acima de 1,06 p.u. ou abaixo de 0,87 p.u. a qualquer violação de 15 minutos.

- Desequilíbrio de tensão: Deve ser menor que 3,0%. Uma violação é sinalizada se o desequilíbrio máximo de tensão do circuito excede 3,0% por mais de 5% do período monitorado (mais de 4 registros instantâneos não necessariamente consecutivos de 15 minutos em uma simulação de 24 horas).

- Capacidade térmica do condutor: As correntes do condutor devem estar abaixo dos limites térmicos do condutor. Uma violação é sinalizada se a corrente de ramificação máxima do circuito exceder o limite térmico do condutor por mais de 1 hora (mais de 4 registros instantâneos consecutivos de 15 minutos em uma simulação de 24 horas).

- Sobrecarga no transformador: A carga do transformador deve ser menor de 187,5% da capacidade nominal do transformador. Uma violação é sinalizada se a carga do transformador exceder 187,5% de sua capacidade por mais de 1 hora (mais de 4 registros instantâneos consecutivos de 15 minutos em uma simulação de 24 horas).

Dentre os resultados alcançados o impacto técnico mais restritivo pode ser observado na Figura 8, no qual é apresentado a incidência da violação do limite operacional de cada parâmetro definido.

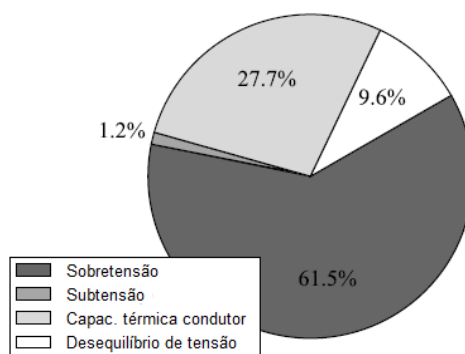


Figura 8: Incidência do limite operacional violado pela geração fotovoltaica nos sistemas estudados de 50.000 UC's. (Fonte: FREITAS 2018).

Inicialmente, pode-se observar uma clara predominância de sobretensão como limite operacional mais restritivo. A sobrecarga dos condutores foi identificada em 27,7% dos sistemas avaliados o desequilíbrio de tensão com 9,6% e a subtensão com 1,2%, que em geral, foi identificada em fases sem injeção de potência pela GD quando há alta injeção de potência em uma das outras fases.

Além disso, foram feitos estudos de sensibilidade para identificar e quantificar os impactos de alguns fatores chave no *hosting capacity* de FV em SDBT, considerando 20% do total de UC's utilizadas na pesquisa. Foi abordado dois tipos de parâmetros. O primeiro relacionado à geração fotovoltaica características, não gerenciadas diretamente pelas concessionárias, como número de FV's, Figura 9. O segundo relacionado aos parâmetros normalmente gerenciado pelas concessionárias para melhorar a operação do sistema, como magnitude da tensão no SDMT (V_{MV}) no ponto de conexão com o SDBT, Figura 10.

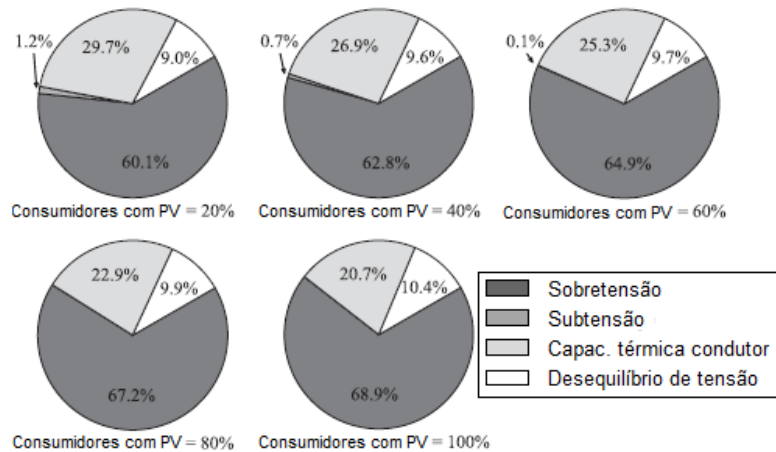


Figura 9: Impacto do percentual de consumidores com FV na incidência dos limites operacionais violados pela FV. (Fonte: FREITAS 2018).

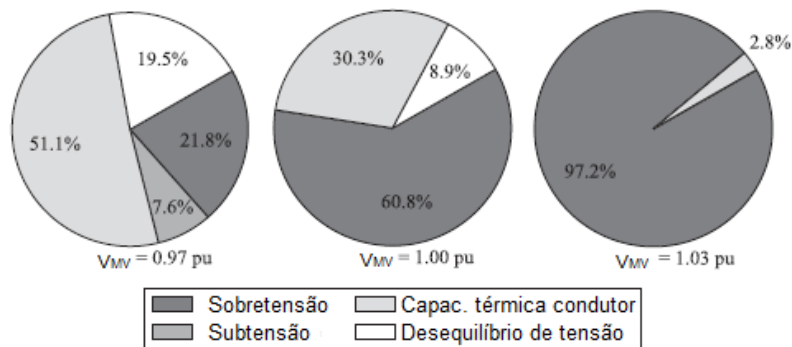


Figura 10: Impacto da V_{MV} no ponto de conexão com o SDBT na incidência dos limites operacionais violados pela FV. (Fonte: FREITAS 2018).

Portanto, a pesquisa citada confirmou quantitativamente que a sobretensão é o limite operacional mais restritivo. Além disso, no caso dos sistemas trifásicos de baixa tensão, o desequilíbrio de tensão também pode restringir o *hosting capacity* de FV's nos SDBT. De fato, a tensão (aumento e desequilíbrio), em vez da corrente (sobrecarga de ativos), foi identificada como a principal preocupação em cenários com aumento de implantação de FV. Isso pode ajudar os engenheiros / técnicos a restringirem suas ações para aumentar *hosting capacity* de FV's em SDBT.

O problema relacionado à violação dos níveis adequados da tensão no ponto de conexão decorre da injeção de potência ativa pelas GDs, e da eventual inversão do fluxo de potência na rede de distribuição de BT. Normalmente, isso ocorre nos casos de elevada geração (elevado nível de radiação solar e grande número de GDs em um mesmo circuito de BT) e carga leve (baixo consumo pelas residências). A Figura 11 ilustra de forma esquemática o problema. É apresentado o perfil da tensão ao longo do comprimento do

alimentador com relação à injeção de potência ativa (P) e absorção de potência reativa (Q). [SOUZA, 2014].

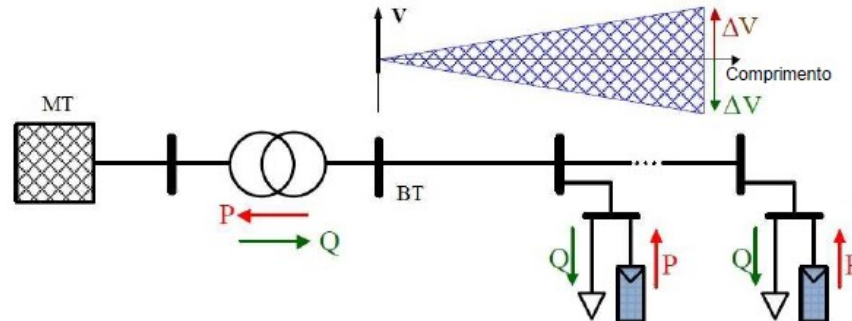


Figura 11: Representação da rede de BT e o comportamento do perfil de tensão (Fonte: Souza, 2014).

Sendo assim, os estudos de casos propostos objetivam analisar os seguintes parâmetros e índices de qualidade do produto energia elétrica na RDBT.

- Sobretensão: Maior que 6%. Violação ocorre se três ocorrências de 15 min com tensão acima de 6% da tensão de fase da rede, ou seja, $V_{RDBT}=190,4$ [V] (Equação 19).

$$V_{lim} = \frac{V_{ef} * \sqrt{2}}{\sqrt{3}} * 1,06 \quad (19)$$

- Desequilíbrio de tensão: Menor que 3,0%. Violação ocorre se mais de 4 registros instantâneos não necessariamente consecutivos de 15 minutos em uma simulação de 24 horas (Equação 20).

$$V_{ref} = \frac{(V_{max} - V_{min}) * 3}{(V_{a_PCC} + V_{b_PCC} + V_{c_PCC})} < 3\% \quad (20)$$

- Capacidade térmica do condutor: Menor que limite térmico do condutor. Violação ocorre se $I_{max} > I_{cond}$ em um intervalo maior que 1 hora.

Capítulo 3 – Redes de Distribuição Ativa e Microrredes

3.1. Introdução a Redes de Distribuição Ativa e Microrredes

Os SDBTs estão passando por uma grande transição, ou seja, da distribuição passiva, estável, com transporte unidirecional de eletricidade para os centros consumidores para as redes elétricas de distribuição ativas com transporte bidirecional de eletricidade. Redes de distribuição sem quaisquer unidades de GD são consideradas passivas, uma vez que a energia elétrica é fornecida pelo sistema de rede para os clientes incorporados nas redes de distribuição. No Brasil, a rede elétrica que integra geração, transmissão e as unidades consumidoras é chamada de SIN – Sistema Interligado Nacional, definida pela ANEEL, como “Conjunto de instalações e de equipamentos que possibilitam o suprimento de energia elétrica nas regiões do país interligadas eletricamente, conforme regulamentação aplicável.” (ANEEL, 2019). Para que essa rede tradicional se torne ativa, é necessário a inserção de unidades GD’s ao sistema de distribuição, levando a fluxos bidirecionais de energia nas redes elétricas.

As redes de distribuição ativas precisam incorporar flexibilidade, inteligência, controle com sistemas inteligentes distribuídos. Para aproveitar a energia limpa de REDs renováveis, as redes de distribuição ativas também devem empregar futuras redes tecnologias que levam às redes *smartgrid* ou *Microgrid* ou ainda microrredes.

As microrredes são redes de fornecimento de baixa tensão de pequena escala projetadas para fornecer energia elétrica ou cargas de calor para uma pequena comunidade, como um bairro residencial, um bairro suburbano, uma comunidade acadêmica ou pública como uma universidade ou escola, uma área comercial ou industrial, ou região municipal.

A microrrede é essencialmente uma rede de distribuição ativa porque é um conglomerado de GDs e cargas diferentes no nível de tensão de distribuição. Os micros e minigeradores distribuídos empregados em uma microrrede são geralmente renováveis interligados na rede para gerar energia na tensão de distribuição. Do ponto de vista operacional, os micros e minigeradores devem estar equipados com interfaces eletrônicas

de potência (PEIs) e controles para fornecer a flexibilidade necessária e garantir a operação como um sistema agregado único mantendo assim, a qualidade de energia especificada e produção de energia. Essa flexibilidade de controle permitiria à microrrede se apresentar para o RDBT da concessionária como uma unidade controlada que atende à necessidade de energia local com confiabilidade e segurança. As principais diferenças entre uma microrrede e uma rede elétrica convencional são:

- Os micros e minigeradores têm capacidade (kWp) muito menor em relação aos grandes geradores em usinas convencionais;
- A energia gerada na tensão de distribuição pode ser diretamente alimentada à RDBT da rede da concessionária;
- Os micros e minigeradores são normalmente instaladas nas instalações dos clientes para que as cargas elétricas ou térmicas possam ser eficientemente fornecidas com tensão satisfatória, perfil de frequência e perdas insignificantes;

A microrrede é um sistema elétrico isolado normalmente aplicado para fornecer energia em áreas remotas de um país onde o suprimento do sistema de rede elétrica nacional é de difícil acesso devido à topologia ou em áreas em que o suprimento de energia é frequentemente interrompido devido às condições climáticas severas ou perturbações provocadas pelo homem.

A principal vantagem de uma microrrede, do ponto de vista da rede, é que ela é tratada como uma entidade controlada dentro do sistema de energia. Pode ser operada como um único conjunto de carga. Isso a torna de fácil controlabilidade e conformidade com as regulações locais sem comprometer a confiabilidade e a segurança da energia da concessionária.

Do ponto de vista dos clientes, as microrredes são benéficas para atender seus requisitos elétricos e de calor. Podem fornecer energia ininterrupta, com melhor confiabilidade local, reduz as perdas do alimentador e fornece suporte de tensão local. Do ponto de vista ambiental, as microrredes reduzem a poluição ambiental e aquecimento global através da utilização de tecnologias de baixa emissão carbono. [CHOWDHURY 2009].

Uma estrutura geral de microrrede, apresenta N nós ativos, M nós passivos e a interface de usuário, conforme apresenta a Figura 12. Cada nó ativo hospeda uma fonte de energia, GD, ou uma unidade de armazenamento de energia, cujo fluxo de energia para a rede é gerenciado pela GD. Este último, é um processador de energia eletrônico

equipado com unidades locais de controle e comunicação. Na arquitetura geral da microrrede, todas as unidades escravas são controladas como fontes de corrente, garantindo boa robustez, graças à alta impedância de saída emulada pelos inversores monofásicos ou trifásicos e em conformidade com os padrões atuais estabelecidos.

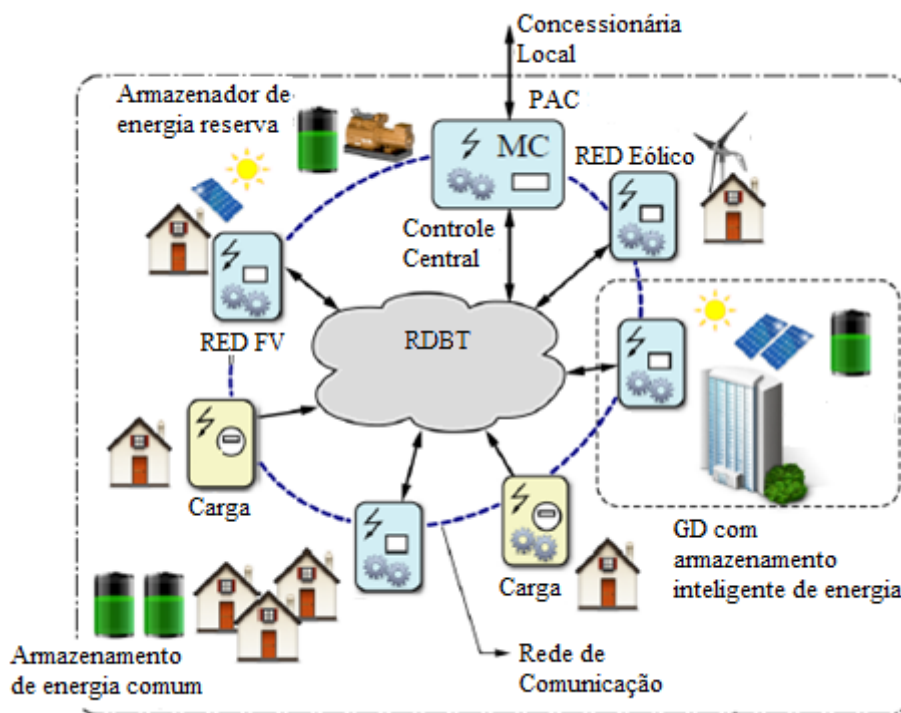


Figura 12: Estrutura geral de uma microrrede. (Fonte: IEEE 2015 – Adaptada).

Os nós passivos incluem apenas cargas e não são necessariamente dotados de medidores inteligentes. A interface do usuário é um inversor trifásico equipado com armazenamento de energia (por exemplo, acumuladores de energia) e, se necessário, com um gerador de *backup* (por exemplo, microturbina, célula de combustível, grupo gerador a diesel). Atua permanentemente como fonte de tensão e se comporta como dispositivo de suporte à rede no modo conectado à rede e unidade formadora de rede elétrica em modo anti-ilhamento.

Os serviços ancilares têm grande importância na implantação de microrredes, já que representam funções adicionais de injeção de potência ativa e reativa que objetivam manter a estabilidade do sistema, minimizando desvios de tensão e frequência de forma a possibilitar o aumento do *hosting capacity*. Atuam no suporte à frequência, tensão e proteção da rede de distribuição. Alguns exemplos de serviços ancilares são apresentados a seguir:

- Suporte de Frequência: Ajuste de máxima potência ativa, requisição de potência ativa do armazenador de energia, sinal de carga e descarga, modo de frequência e potência ativa;

- Suporte de tensão: Ajuste de fator de potência, modo volt-var, potência reativa dinâmica, modo “volt-watt”;

Cabe salientar que a função “volt-var” será abordada nos casos de injeção de potência reativa, no qual o inversor inteligente do gerador distribuído fotovoltaico irá regular a tensão nos terminais do inversor a partir da injeção ou absorção de potência reativa na rede através desta função. A curva “volt-var” mostrada na Figura 13 define como a potência reativa é injetada / absorvida através de respostas à tensão no terminal do inversor.

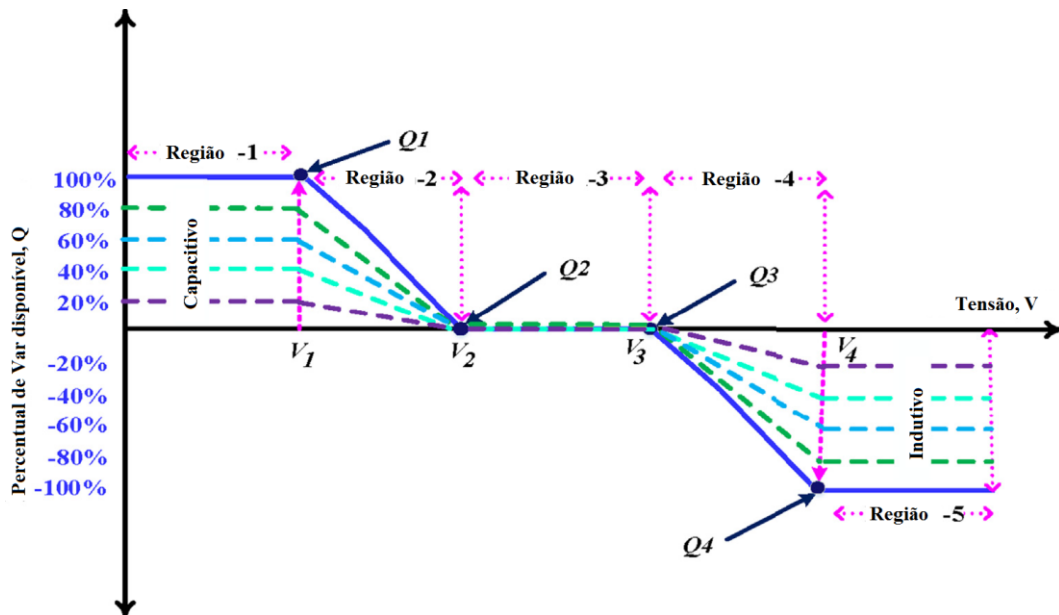


Figura 13: Curva Vol-Var. (Fonte: ELSEVIER 2018 – Adaptada).

Como apresentado na Figura 13, cinco regiões são definidas usando quatro pontos de ajuste de tensão (V_1 , V_2 , V_3 e V_4). As regiões 1 e 2 são a potência reativa ou as regiões de geração Var conhecidas como regiões capacitivas de Var. A região 1 é a região de geração Var constante e a região 2 é a região de geração Var variável. A região de geração Var zero está na Região 3. A potência reativa indutiva é ilustrada nas regiões 4 e 5. A região 4 mostra a região de absorção Var variável e a região 5 ilustra a região de absorção Var constante. Diferentes níveis percentuais de Var disponíveis para a curva de controle “volt-var” estão representados na Figura 13.

3.2. Estrutura da Microrrede Considerada

Como estudo de caso, será adotada uma rede de distribuição real localizada no estado São Paulo na cidade de Campinas, atendida pela concessionária CPFL Paulista como mostra a Figura 14. Representa metade da rede real.

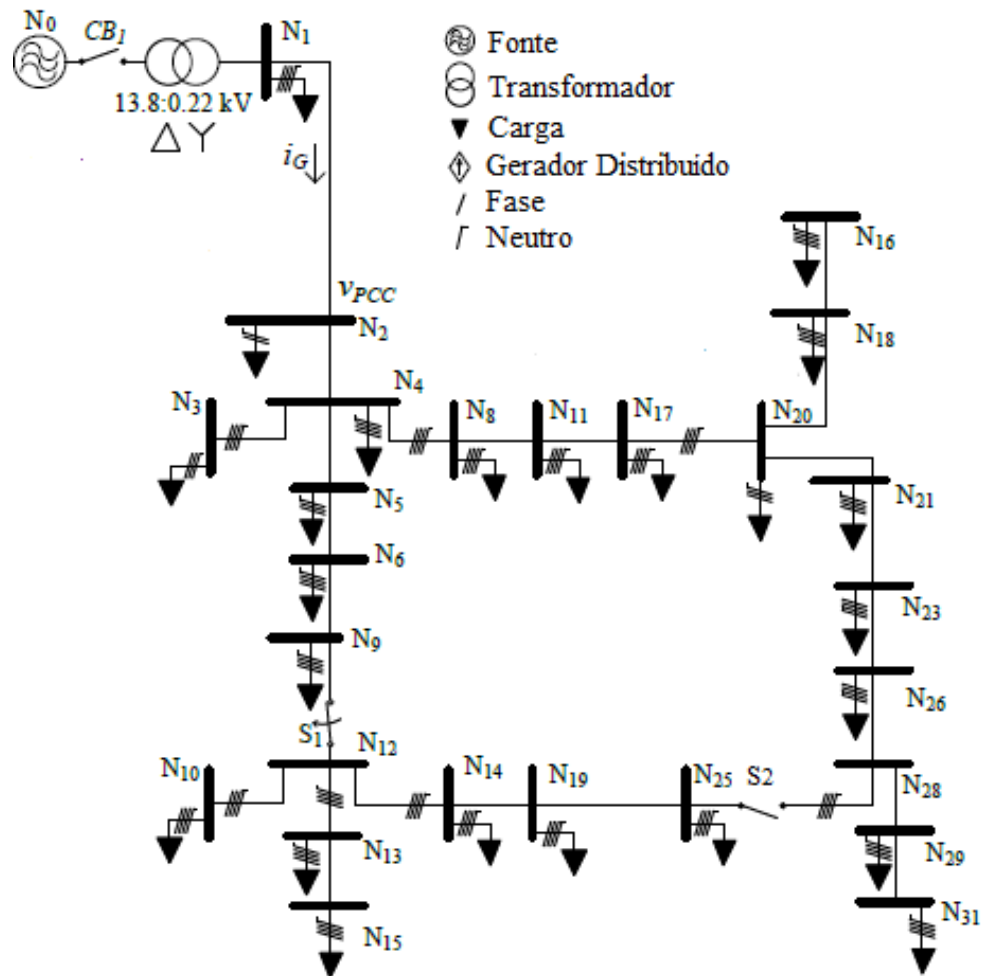


Figura 14: Rede de energia elétrica, RDBT, aérea.

Como é possível verificar na Figura 15, na rede elétrica apresentada foi inserida uma fonte de geração distribuída trifásica, solar fotovoltaica, no qual foi variada a potência de geração de uma faixa de 10 kW até 60 kW, 80% da carga máxima do transformador. O software Matlab/Simulink® foi utilizado para a simular a rede apresentada. Seguem os parâmetros do transformador utilizado na simulação:

Parâmetros do Transformador:	
S=75kVA;	$R_m=227,27\text{p.u.};$ $L_m=32,59\text{p.u.}$
$V_H=13,8\text{kV};$	$V_L=0,22\text{kV}$
$R_H=0,0076\text{ p.u.};$	$R_L=0,0076\text{p.u.}$
$L_H=0,0157\text{ p.u.};$	$L_L=0,0157\text{ p.u.}$

Tabela 16: Parâmetros do transformador.

As Tabelas 17 e 18 detalham os valores de impedância de linha e as potências ativas e reativas das cargas da RDBT radial, respectivamente.

Valores de impedância de linha na RDBT.

Ramo	Comprimento [m]	R [Ω]	L [μH]
N1-N2	35.85	0.032	31.10
N2-N4	23.03	0.0206	19.98
N4-N3	6.68	0.0037	5.46
N4-N8	14.95	0.0084	12.21
N8-N11	30.67	0.0172	25.06
N11-N17	33.64	0.0188	27.48
N17-N20	22.34	0.0125	18.25
N20-N18	22.95	0.0129	18.75
N18-N16	33.62	0.0188	27.47
N20-N21	12.96	0.0073	10.59
N21-N23	36.77	0.0206	30.04
N23-N26	39.44	0.0221	32.21
N26-N28	2.74	0.0015	2.24
N28-N29	9.95	0.0056	8.13
N29-N31	39.61	0.0354	34.36
N28-N25	22.61	0.0202	19.61
N25-N19	31.93	0.0285	27.70
N19-N14	33.62	0.03	29.16
N14-N12	14.12	0.0126	12.25
N12-N13	13.76	0.0123	11.94
N13-N15	38.64	0.0345	33.52
N12-N10	6.67	0.006	5.79
N12-N9	26.16	0.0234	22.69
N9-N6	42.31	0.0378	36.70
N6-N5	31.17	0.0278	27.04
N5-N4	0.16	0.0001	0.14

Tabela 17: Impedância de linha na RDBT.

Potência Ativa e Reativa da Carga.

Barra	P_a [W]	Q_a [VAr]	P_b [W]	Q_b [VAr]	P_c [W]	Q_c [VAr]
N1	560.6	237.6	280.3	118.8	280.3	118.8
N2	0	0	93.4	39.6	0	0
N3	0	0	1027.8	435.6	1027.8	435.6
N4	560.6	237.6	280.3	118.8	280.3	118.8
N8	186.9	79.2	747.5	316.8	747.5	316.8
N11	1401.6	594	747.5	316.8	467.2	198
N17	186.9	79.2	467.2	198.0	373.8	158.4
N20	0	0	0	0	0	0
N18	747.5	316.8	934.4	396	280.3	118.8
N16	93.4	39.6	373.8	158.4	373.8	158.4
N21	280.3	118.8	373.8	158.4	186.9	79.2
N23	2055.7	871.2	1401.6	594	1495.1	633.6
N26	280.3	118.8	373.8	158.4	186.9	79.2
N28	0	0	0	0	0	0
N29	841	356.4	841	356.4	373.8	158.4
N31	186.9	79.2	560.6	237.6	467.2	198.0
N25	654.1	277.2	560.6	237.6	560.6	237.6
N19	560.64	237.6	934.4	396	1308.2	554.4
N14	373.8	158.4	280.3	118.8	841	356.4
N12	0	0	0	0	0	0
N13	280.3	118.8	373.8	158.4	654.1	277.2
N15	560.6	237.6	280.3	118.8	93.4	39.6
N10	467.2	198	467.2	198	467.2	198.0
N9	467.2	198	280.3	118.8	467.2	198.0
N6	467.2	198	467.2	198	280.3	118.8
N5	0	0	373.8	158.4	373.8	158.4

Tabela 18: Dados das cargas da RDBT.

Primeiramente, foi avaliada a rede elétrica sem a presença de geradores distribuídos com o objetivo de identificar uma referência das figuras de mérito RDBT sobretensão, desequilíbrio de tensão e sobrecarga nos condutores em barras definidas. As tensões nas fases A, B e C foram monitoradas nas barras N_1 – ponto de acoplamento comum, N_4 , N_{12} , N_{20} , N_{28} e N_{31} de forma a se avaliar a possibilidade de sobretensão e desequilíbrio de tensão. As correntes nas fases foram também monitoradas entre as barras N_1 - N_2 , N_{29} - N_{31} , N_{26} - N_{28} e N_{25} - N_{28} para avaliar a sobrecarga nos condutores. A partir de então foram realizados quatro casos.

No primeiro, foi inserida uma GD, tipo fotovoltaica trifásica, com a injeção de potência ativa, apenas, e foram medidos os parâmetros de qualidade nas barras citadas e comparados com os parâmetros da RDBT radial sem a GD. Na sequência, foram realizadas variações para a RDBT e injeção de potência reativa e foram analisadas as respostas dos parâmetros na RDBT e o *hosting capacity*, inserida uma GD fotovoltaica trifásica na barra N₃₁ da RDBT radial e em anel, conforme apresentam as Figuras 15 e 16 respectivamente.

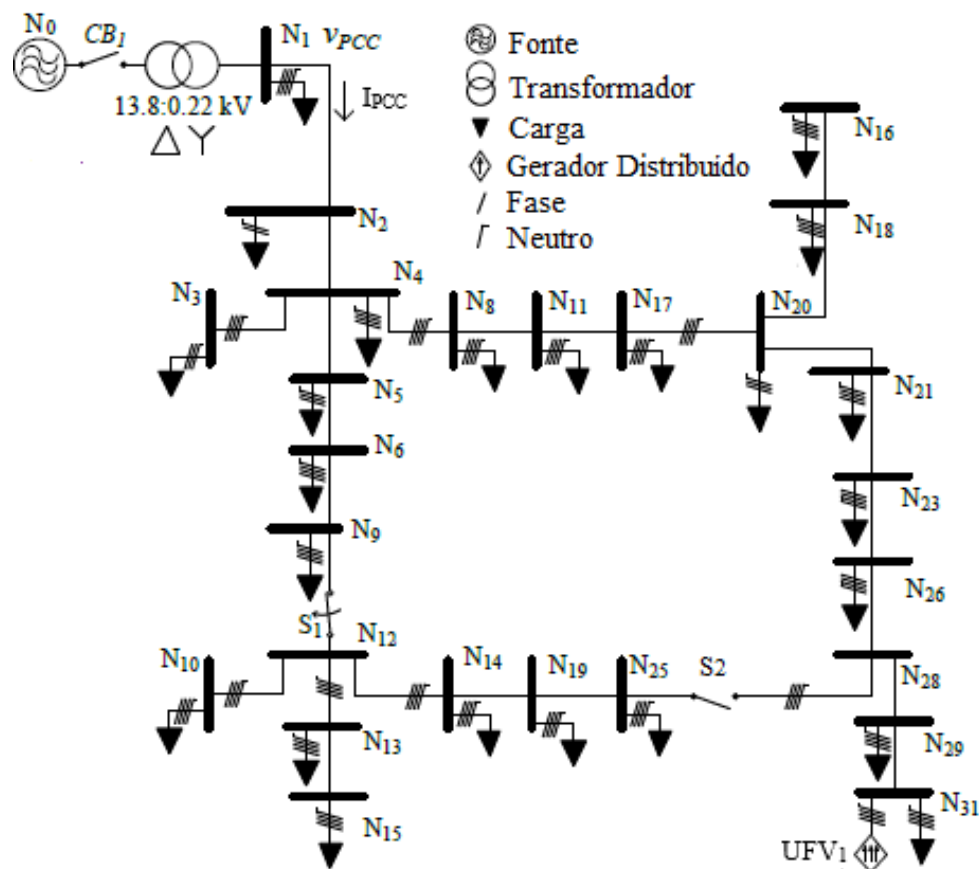


Figura 15: RDBT radial com GD fotovoltaica trifásica na barra N₃₁.

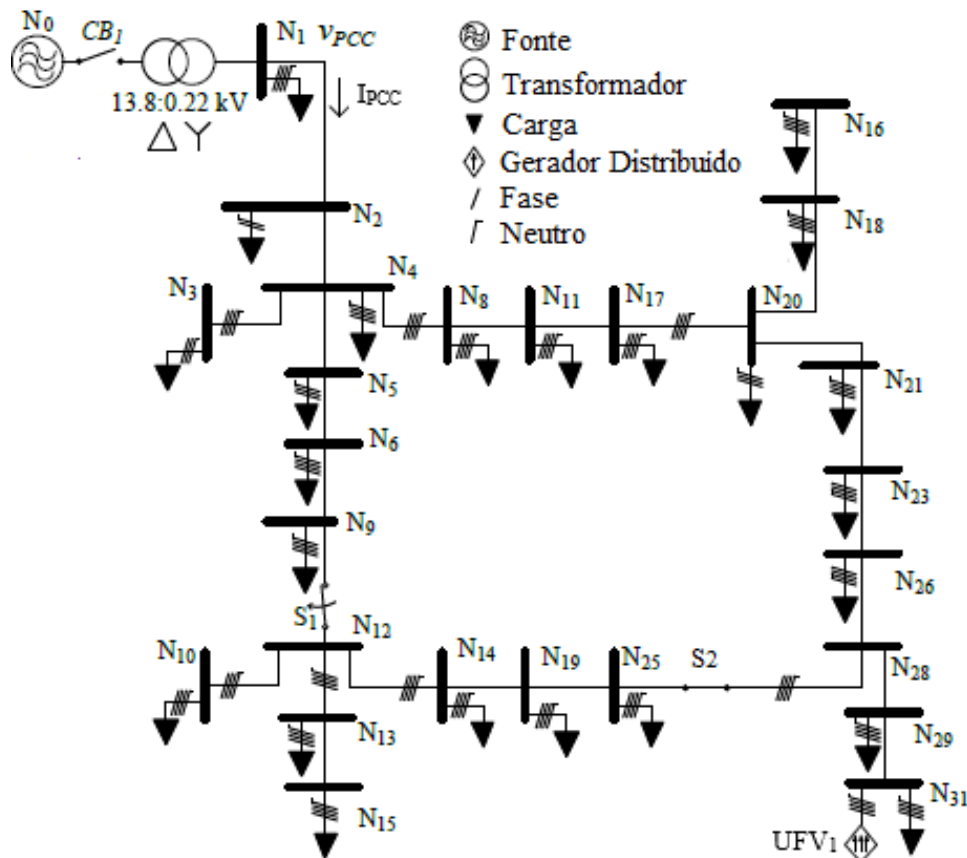


Figura 16: RDBT em anel com GD fotovoltaica trifásica na barra N31.

3.3. Modelagem do Sistema Elétrico: GDFV, linha de transmissão e carga

3.3.1. Modelagem do GDFV

O GDFV trifásico inserido na barra N31 da RDBT foi modelado através do bloco de função customizado EG3f_N31, a partir de um sinal senoidal, que representa a amplitude da potência de saída do inversor, ou seja, a potência aparente efetivamente entregue para a RDBT. A partir disso, foi definida a potência ativa e reativa por fase vista pela RDBT conforme apresentado na Figura 17. Assim, o parâmetro de entrada é: potência aparente trifásica, S [kVA], e os parâmetros de saída são: potência ativa, em [kW], e potência reativa, em [kVAr], por fase, além das tensões por fase.

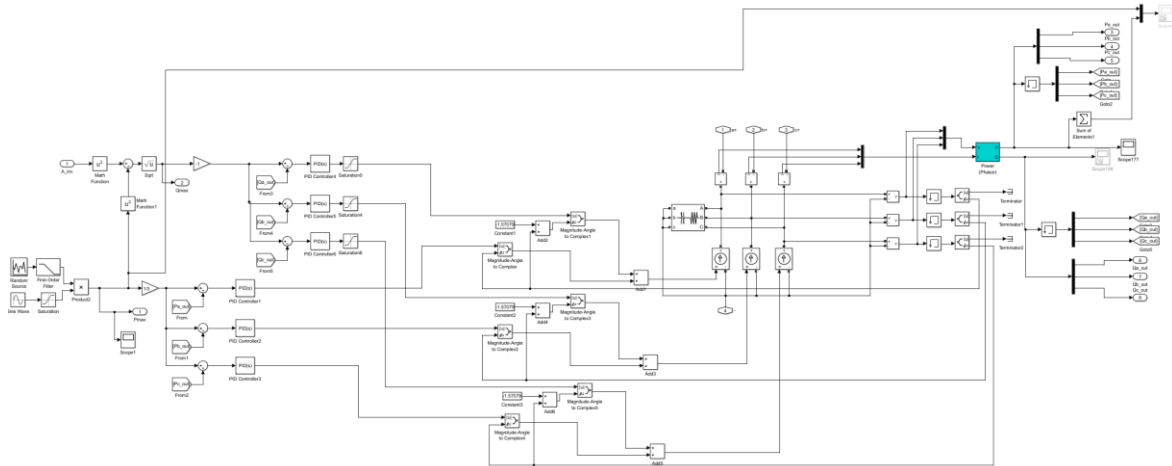


Figura 17: Bloco de função GDFV trifásico.

3.3.2. Modelagem da Linha de Transmissão

Para a linha de transmissão da RDBT foi utilizado o bloco de função do Matlab/Simulink® “*Three-Phase Series RLC*” com os parâmetros definidos na Tabela 17, conforma indicado na Figura 18.

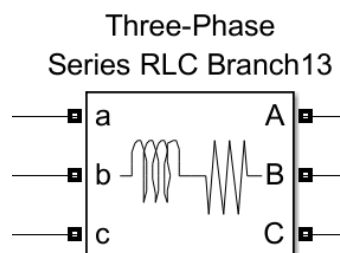


Figura 18: Bloco de função da linha de transmissão.

3.3.3. Modelagem da Carga

A modelagem da carga foi feita através do bloco de função customizado, *Load_xx* que considerar a referência de tensão da rede elétrica como entrada e o bloco de função *controller current source* para definir a corrente de entrada da carga representado pelo bloco de função “*Three-Phase Series RLC*”, que representará a potência ativa e reativa consumida pela carga, definida na Tabela 18, conforme representado na Figura 19.

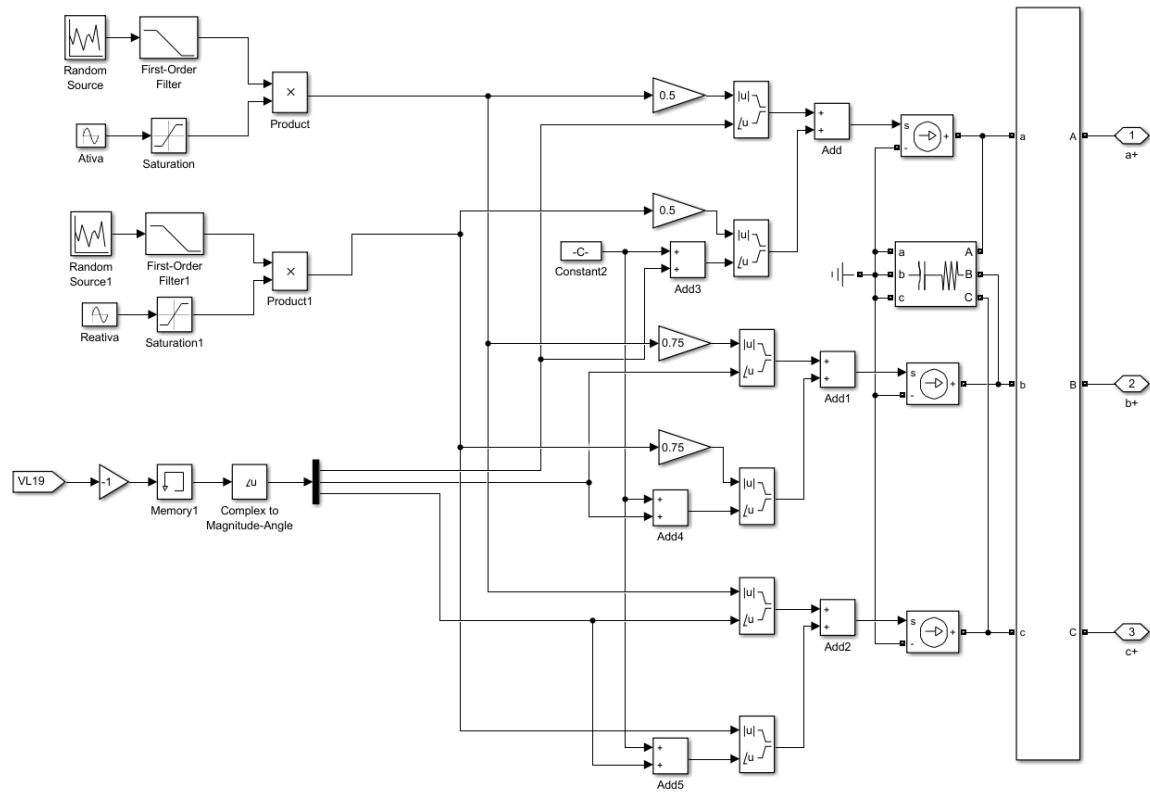


Figura 19: Bloco de função da carga.

Capítulo 4 – Resultados

Conforme descrito no Capítulo 3, inicialmente, foram apresentadas as figuras de mérito sobretensão, desequilíbrio de tensão e sobrecarga nos condutores nas respectivas fases de uma RDBT sem GD.

Para analisar a sobretensão nas fases A, B, C foi traçada uma referência relacionada ao limite de sobretensão de 6% da tensão da barra, ou seja, $V_{lim} = 190,4[V]$ (Linha preta contínua), equação 19.

Para analisar o desequilíbrio de tensão foi traçada uma referência relacionada a 3% da variação da tensão máxima e mínima, $V_{ref.}$, conforme equação 20.

Para analisar a sobrecarga nos condutores foram traçadas duas referências. A primeira, relacionada a capacidade de condução de corrente dos condutores a jusante do ponto de acoplamento comum, PCC. E a segunda, relacionada com a capacidade de condução de corrente dos condutores nas barras N_{26} , N_{28} e N_{31} . As referências são:

- $I_{ref.}$: 175 [A], capacidade de condução de corrente dos condutores nas barras N_{26} , N_{28} e N_{31} ;
- $I_{PCCref.}$: 265 [A], capacidade de condução de corrente dos condutores na barra $N_1(I_{PCC})$;

Assim, foram analisadas as correntes máximas das fases A, B e C nas barras citadas e, caso sejam superiores a capacidade de condução de corrente dos condutores, haverá violação. A seguir serão analisadas as figuras de mérito citadas nos estudos de casos considerados neste trabalho:

- RDBT radial sem injeção de potência reativa;
- RDBT radial com injeção de potência reativa;
- RDBT em anel sem injeção de potência reativa;
- RDBT em anel com injeção de potência reativa;

O cenário de investigação proposto tem como objetivo fazer uma análise das figuras de mérito das redes de distribuição citadas variando-se a potência ativa e reativa injetada

nesta e identificar o *hosting capacity* aplicável em cada cenário. Para os casos analisados de sobretensão e sobrecarga nos condutores será apresentado o gráfico de maior relevância entre as fases A, B e C, ou seja, as figuras que apresentarem as condições mais próximas aos respectivos limites de violação.

2.1. Estudos de Caso: RDBT radial sem FV – Base

4.1.1. Análise de sobretensão nas fases A, B, C.

Na Figura 20 são apresentadas as tensões na fase A, maiores níveis de tensão entre as fases, nas barras $N_1(V_{PCC})$, N_4 , N_{12} , N_{20} , N_{28} e N_{31} da RDBT sem FV, com o objetivo de verificar se há violação de sobretensão e utilizar como referência para análise dos casos com inserção de geração distribuída FV na mesma rede elétrica de distribuição.

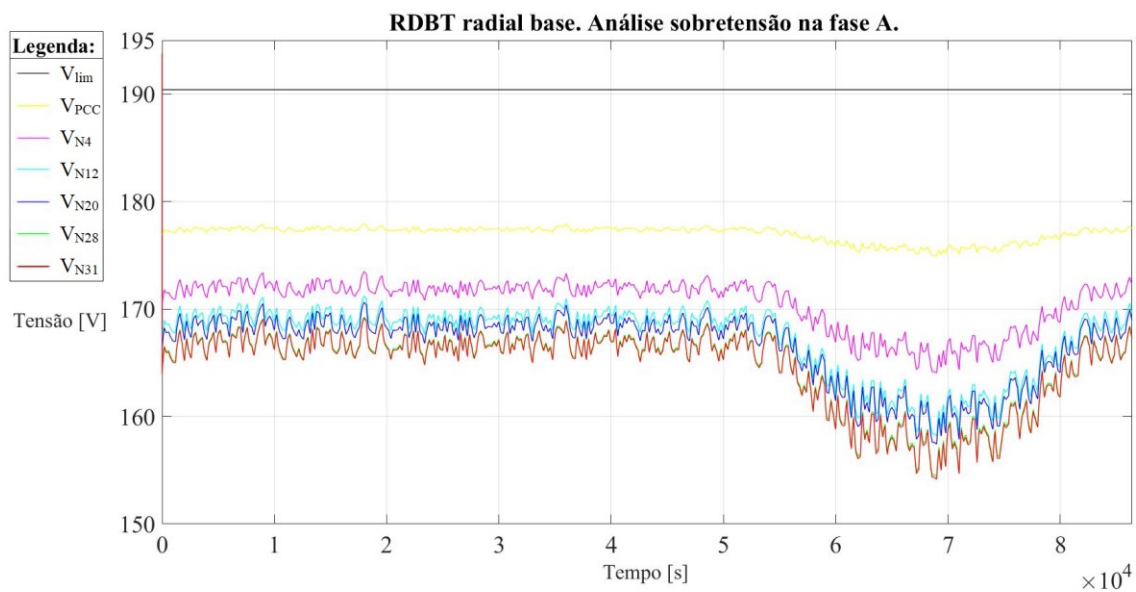


Figura 20: RDBT radial base. Análise sobretensão na fase A.

Observa-se na Figura 20 que as tensões nas barras citadas não atingem o valor limite de tensão, ou seja, não há violação de sobretensão.

4.1.2. Análise de desequilíbrio de tensão.

Na Figura 21 são apresentadas as tensões A, B e C nas barras $N_1(V_{PCC})$, N_4 , N_{12} , N_{20} , N_{28} e N_{31} sob a ótica de desequilíbrio de tensão, ou melhor, análise das máximas e mínimas tensões refletidas no índice de variação de tensão de 3%.

Observa-se na Figura 21 que os registros de desequilíbrio de tensão nas barras N_{31} e N_{28} violaram os critérios adotados. Isso demonstra que a RDBT citada apresenta desequilíbrio de carga e a análise do *hosting capacity* para este cenário foi feita a partir da comparação com as curvas apresentadas, ou seja, nas barras N_{20} , N_{28} e N_{31} caso os níveis de desequilíbrio excedam os apresentados foi considerado que o *hosting capacity* foi atingido. Para as demais barras, a violação ocorrerá caso atingir o V_{ref} de 3%.

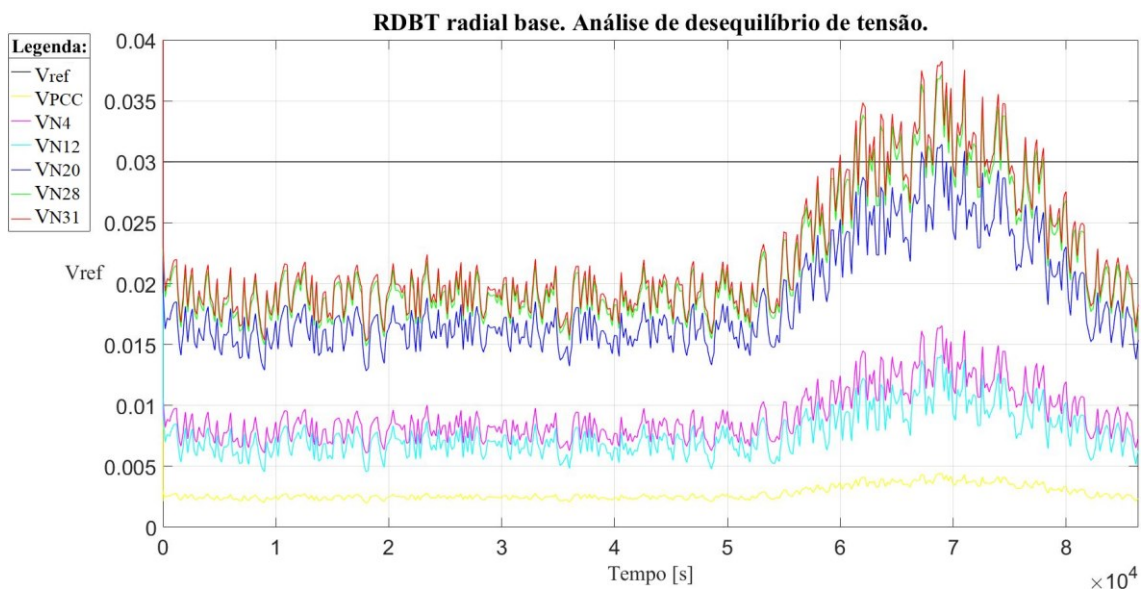


Figura 21: RDBT radial base. Análise de desequilíbrio de tensão.

4.1.3. Análise de sobrecarga nos condutores.

Na Figura 22, são apresentadas as correntes na fase B nas barras $N_1(I_{PCC})$, N_{31} , N_{28} , N_{26} . A fase B apresentou os níveis de maior carregamento entre as fases. Observa-se na mesma figura que as correntes nas barras citadas não atingem o valor limite de sobrecarga nos condutores, ou seja, não há violação de sobrecorrente.

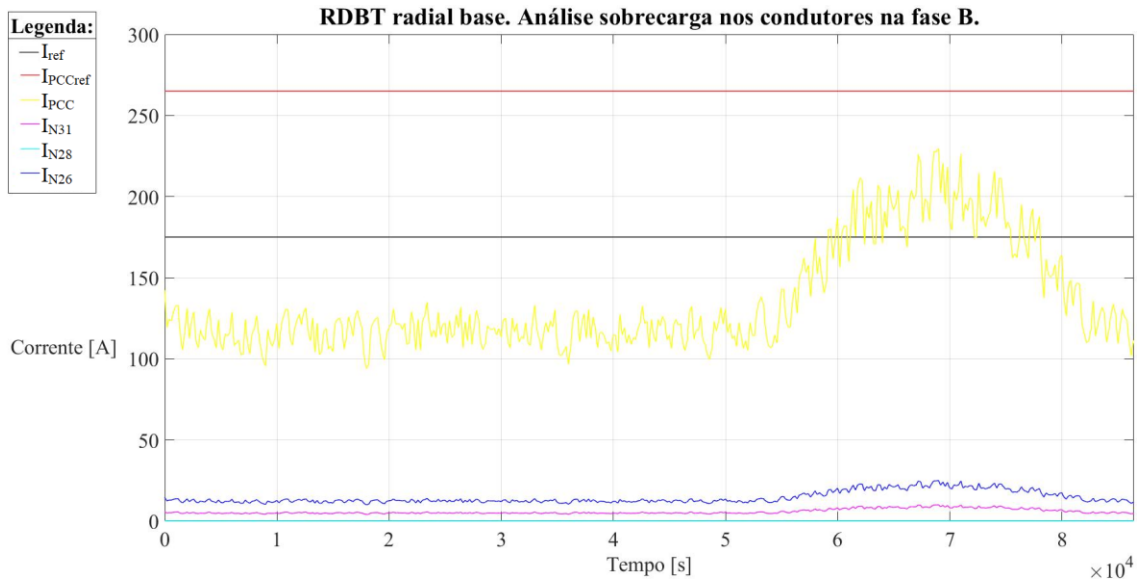


Figura 22: RDBT radial base. Análise sobrecarga nos condutores na fase B.

4.2. RDBT radial sem injeção de potência reativa.

Foi inserido uma GD fotovoltaica trifásica na barra N_{31} da RDBT, radial, conforme mostra a Figura 23. Na simulação foram consideradas as seguintes potências ativas de geração, UFV1: 7 kW, 21 kW, 35 kW.

4.2.1. Análise de sobretensão nas fases A, B e C.

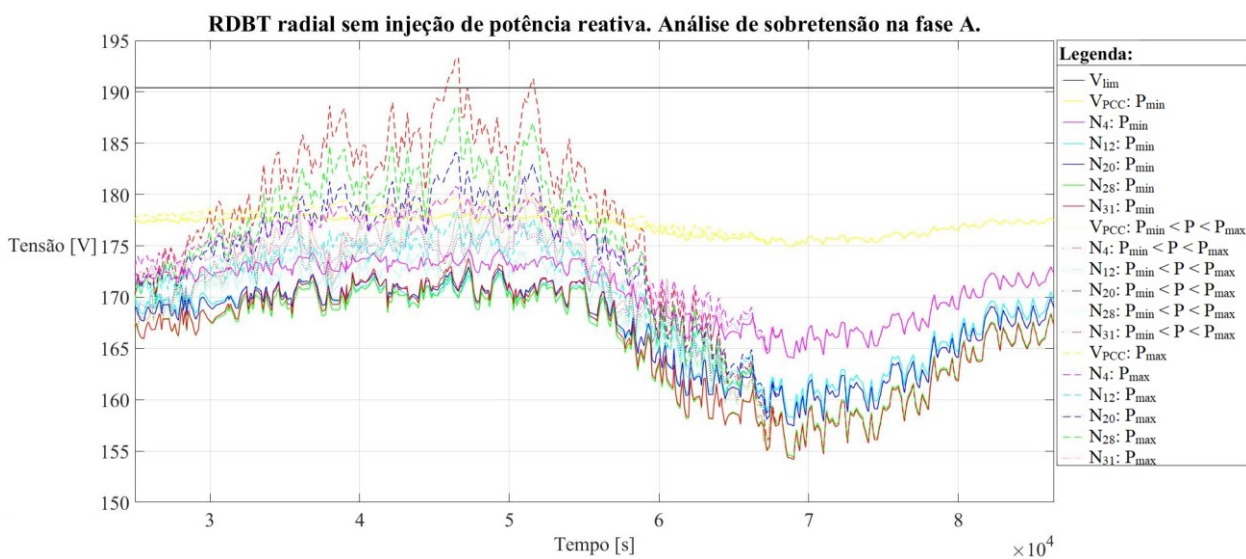


Figura 23: RDBT radial sem injeção de potência reativa. Análise de sobretensão na fase A.

Observa-se na Figura 23, que a tensão na barra N₃₁ (curva tracejada na cor vermelha) com a potência máxima injetada de 35 kW, apresentam 2 ocorrências com mais de 15 minutos. A primeira no tempo de 46.000 [s], correspondente às 12:46 e a segunda 51.000 [s], correspondente às 14:10. Essas ocorrências não caracterizam exatamente uma violação de sobretensão, mas indicam que o limite para a violação de sobretensão está muito próximo. Além disso, é possível constatar que para as demais barras V_{PCC}, N₄, N₁₂, N₂₀ e N₂₈ os limites de sobretensão estão afastados do limite de tensão das respectivas barras.

4.2.2. Análise de desequilíbrio de tensão.

Observa-se na Figura 24 que nas barras N₃₁ e N₂₈ há registros de ultrapassagem do limite de 3% de desequilíbrio desde o tempo 61.000 [s], correspondente às 16:56 até o tempo 78.000 [s], correspondente às 21:40. Além disso, a barra N₂₀ também apresenta registros pontuais em torno dos tempos 68.000 [s] e 71.000 [s], respectivamente, 18:53 e 19:43. Assim, tem-se uma clara violação de desequilíbrio de tensão para as todas as potências injetadas pela USF₁ nas barras citadas.

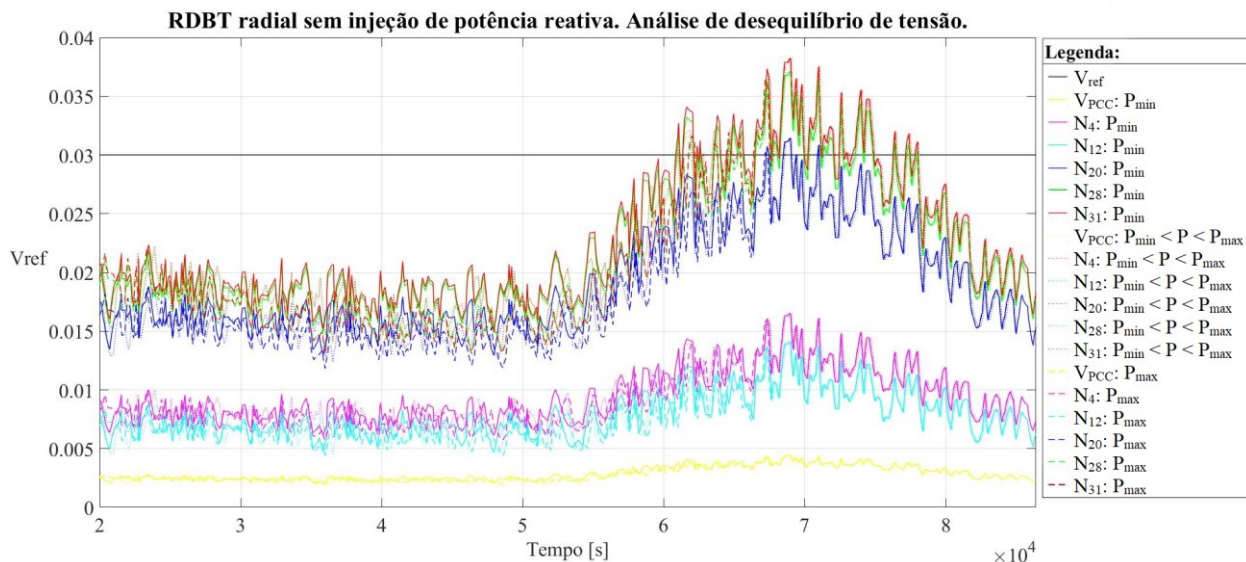


Figura 24: RDBT radial sem injeção de potência reativa. Análise de desequilíbrio de tensão.

4.2.3. Análise sobrecarga nos condutores nas fases A, B e C.

Conforme apresentado na Figura 25 a capacidade de condução de corrente dos condutores da barra N_1 , I_{PCC} , não ultrapassou 265[A] e o mesmo aconteceu nas barras N_{26} , N_{28} e N_{31} para a corrente limite de condução de corrente de 175 [A].

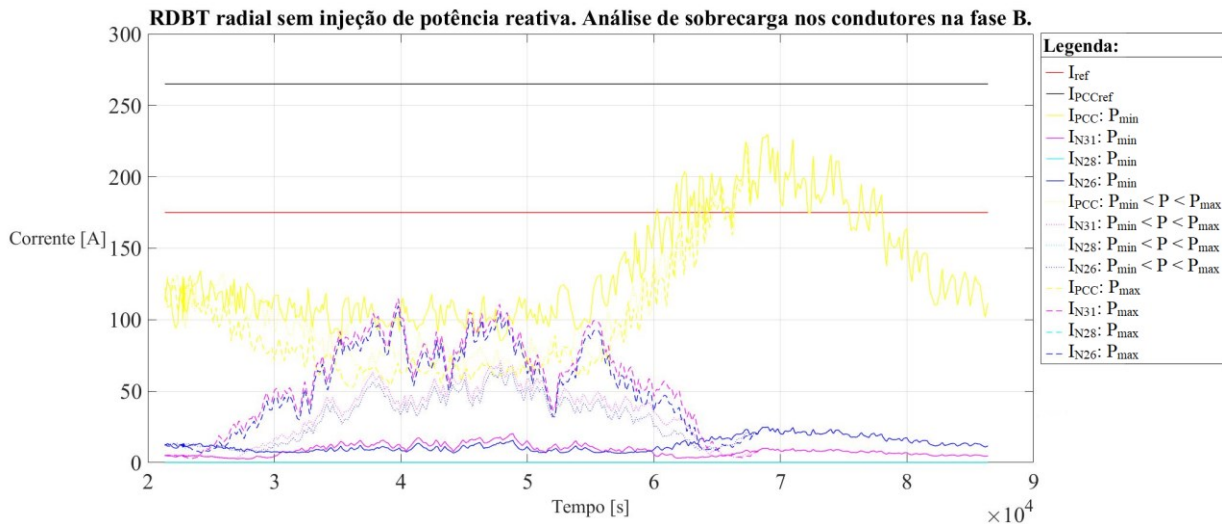


Figura 25: RDBT radial sem injeção de potência reativa. Análise de sobrecarga nos condutores na fase B.

4.2.4. Análise geral.

Comparando as respostas dos parâmetros da qualidade do produto energia entregue na RDBT radial sem GDFV e com GDFV sem a injeção de potência reativa observa-se um piora na RDBT com a inclusão da USF principalmente no parâmetro de sobretensão que passou a apresentar a violação deste critério para uma potência trifásica ativa injetada de 35 kW. Considerando também que os limites de desequilíbrio de tensão apresentaram valores próximos ao caso base, conclui-se que a injeção de potência ativa pouco influenciou este parâmetro de qualidade e este comportamento deve-se à uma característica da RDBT estudada. Assim, pode-se concluir que o *hosting capacity* para essa RDBT para uma GDFV trifásica é de aproximadamente 35 kW.

4.3. RDBT radial com injeção de Potência reativa indutiva.

Nesta etapa do estudo analisou-se as mesmas condições listadas acima da RDBT, porém considerando a rede radial com a injeção de potência reativa indutiva, para verificar se há variação nos resultados pela injeção de potência reativa indutiva. A potência ativa injetada foi de 48 kW.

4.3.1. Análise de sobretensão nas fases A.

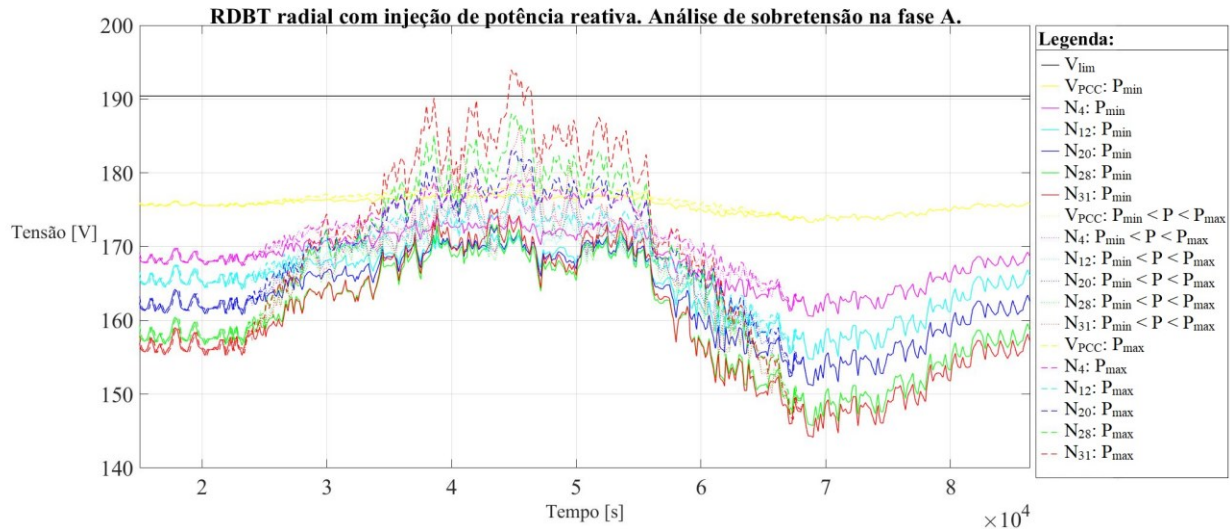
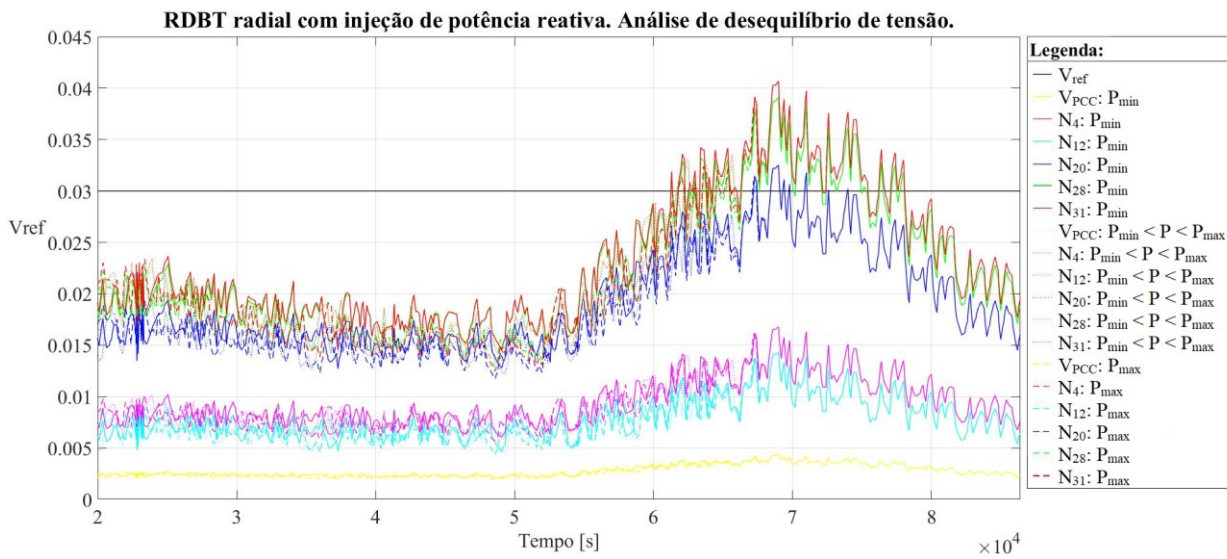


Figura 26: RDBT radial com injeção de potência reativa. Análise de sobretensão na fase A.

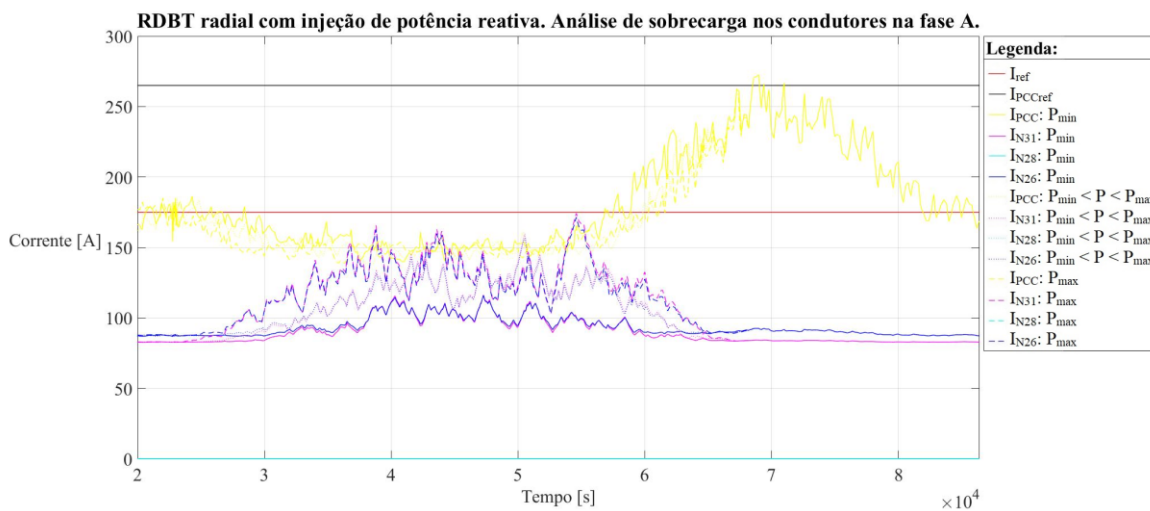
Observa-se na Figura 26 que as tensões na barra N_{31} atingiram a tensão limite consecutivamente, caracterizando a violação de sobretensão nas fases A.

4.3.2. Análise de desequilíbrio de tensão.

Observa-se na Figura 27 a violação do parâmetro desequilíbrio de tensão nas barras N_{31} e N_{28} , no qual houve ultrapassagem do limite de 3% da variação de tensão. Além disso, verificou-se o desequilíbrio de tensão para variações de potência de 10 kW até 48 kW com pouca diferença na amplitude do desequilíbrio evidenciando a característica da RDBT verificada também no caso base.



4.3.3. Análise de sobrecarga nos condutores nas fases A, B e C.



Conforme apresentado na Figura 28 a capacidade de condução de corrente dos condutores da barra N_1 , I_{PCC} , ultrapassou 265[A] e o mesmo aconteceu nas barras N_{26} , N_{31} para a corrente limite de condução de corrente de 175 [A], evidenciando que o *hosting capacity* foi alcançado.

4.3.4. Análise geral.

Comparando as respostas dos parâmetros da qualidade do produto energia entregue na RDBT radial sem GDFV, com RDBT com GDFV sem a injeção de potência reativa e

RDBT com GDFV com a injeção de potência reativa indutiva observa-se um melhora na RDBT com a inclusão da GDFV com injeção de potência ativa, principalmente, no parâmetro de sobretensão que passou a apresentar violação importante deste critério para uma potência trifásica ativa injetada de 48 kW e potência trifásica reativa indutiva absorvida de 24 kVAr, ou seja, a utilização de potência reativa para esta rede representou uma elevação no *hosting capacity*.

4.4. RDBT em anel sem injeção de potência reativa.

Nesta etapa do estudo analisou-se as mesmas condições listadas na seção 4.2 da RDBT, porém considerando a rede em anel sem a injeção de potência reativa, para verificar se há variações nos resultados pela utilização de rede em anel. Inicialmente foi injetada a mesma potência ativa considerada no item 4.2. Porém, como o *hosting capacity* não foi atingido, elevou-se a potência ativa até 45 kW. A Figura 26 apresenta a análise de sobretensão para a fase A.

4.4.1. Análise de sobretensão nas fases A, B e C.

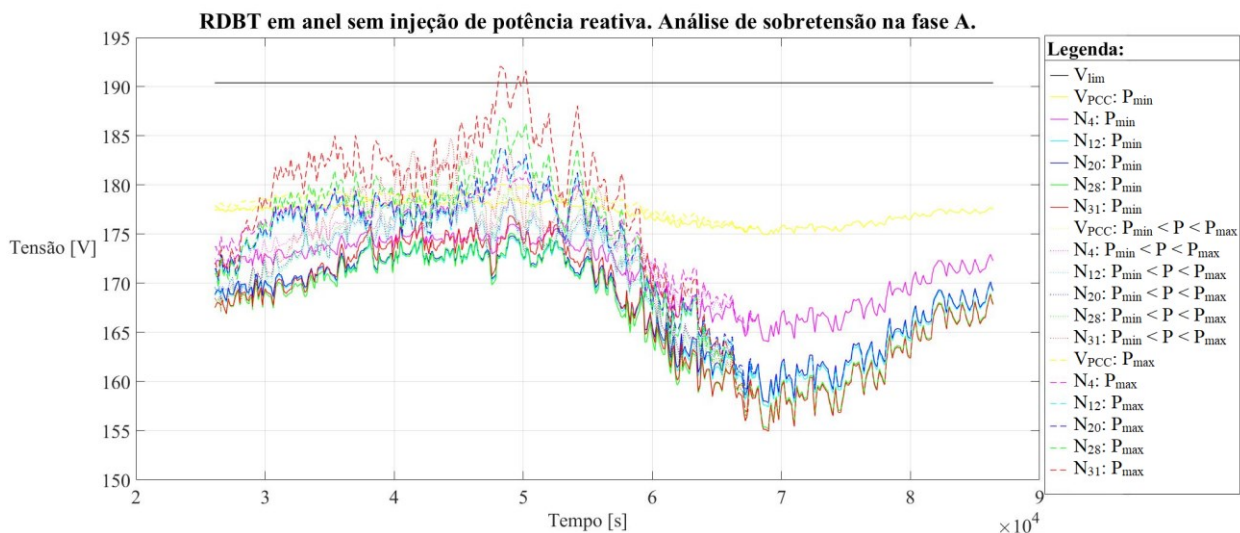


Figura 29: RDBT em anel sem injeção de potência reativa. Análise de sobretensão na fase A.

Conforme apresenta a Figura 29, as tensões da fase A, em todas as barras não atingiram a tensão limite para a potência trifásica ativa de 35 kW, apresentando um distanciamento da tensão de limite, V_{lim} , para a violação da sobretensão. Assim, elevando-se a potência ativa injetada até 45 kW observou-se violação de sobretensão.

4.4.2. Análise de desequilíbrio de tensão.

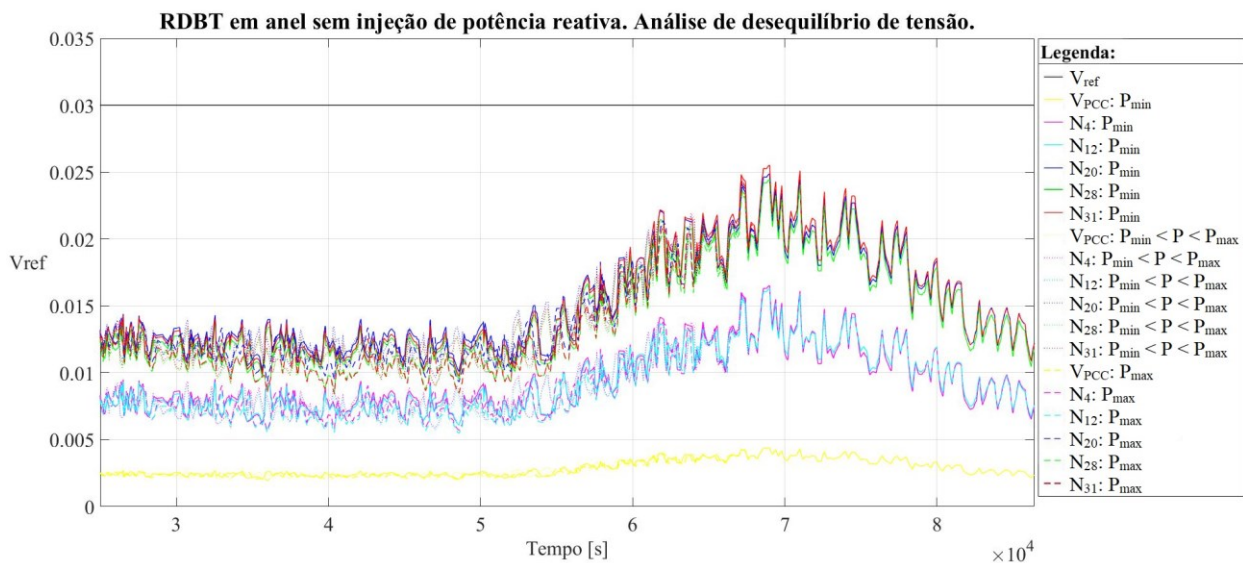


Figura 30: RDBT em anel sem injeção de potência reativa. Análise de desequilíbrio de tensão.

Na Figura 30 as curvas de desequilíbrio de tensões nas barras não atingiram a curva de desequilíbrio limite para a potência trifásica ativa de 45 kW, apresentando um distanciamento da curva limite, V_{ref} , para a violação do desequilíbrio de tensão.

4.4.3. Análise de sobrecarga nos condutores nas fases A, B e C.

A Figura 31 apresenta a capacidade de condução de corrente dos condutores da barra N_1 , I_{PCC} , que não ultrapassou 265 [A] e o mesmo aconteceu nas barras N_{26} , N_{28} e N_{31} para a corrente limite de condução de corrente de 175 [A]. Repetindo-se o resultado identificado na análise de RDBT radial sem injeção de potência reativa e da análise de RDBT com injeção de potência reativa.

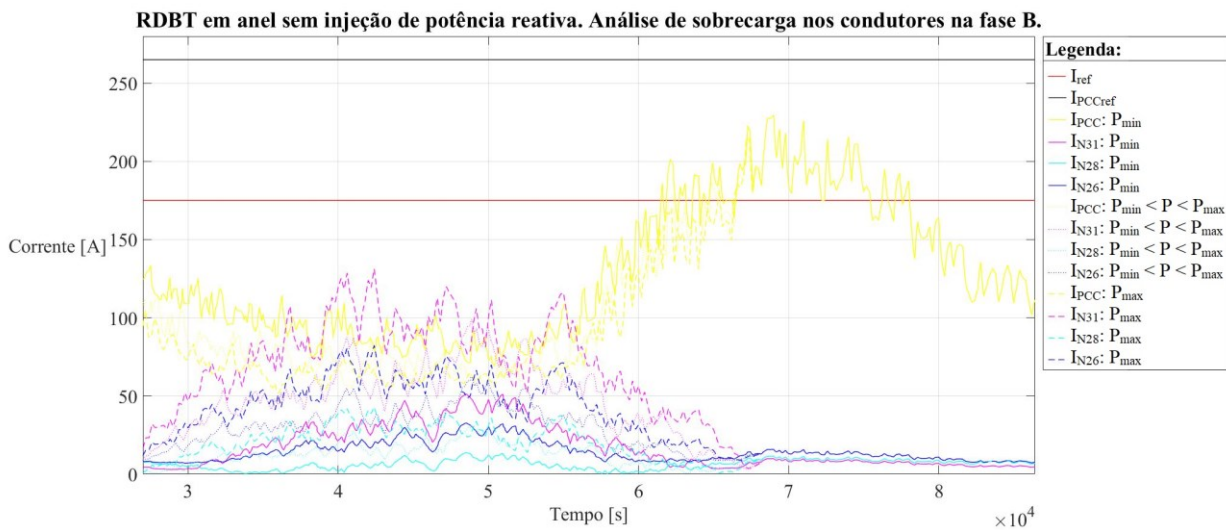


Figura 31: RDBT em anel sem injeção de potência reativa. Análise de sobrecarga nos condutores na fase B.

4.4.4. Análise geral.

Comparando as respostas dos parâmetros da qualidade do produto energia entregue na RDBT radial sem GDFV, com RDBT com GDFV sem a injeção de potência reativa, RDBT com GDFV com a injeção de potência reativa e a RDBT em anel com GDFV sem injeção de potência reativa observa-se uma melhora na RDBT com utilização da rede em anel, principalmente, nos parâmetros de desequilíbrio de tensão. Os parâmetros de sobretensão também apresentaram uma melhora importante com níveis inferiores à tensão limite de sobretensão para as potências injetadas até o momento. Todos estes fatores da RDBT em anel, sem a injeção de potência reativa, indicam uma maior capacidade da rede em receber potência de GD, ou seja, um maior *hosting capacity*, que neste caso aproximou-se de 45 kW.

4.5. RDBT em anel com injeção de potência reativa indutiva.

Nesta etapa do estudo analisou-se as mesmas condições listadas na seção 4.4 da RDBT, porém, considerando a rede em anel e com a injeção de potência reativa, para verificar se há variações nos resultados pela utilização de rede em anel com potência reativa, sendo que a potência ativa injetada até 54 kW e potência trifásica reativa injetada foi de 33 kVAr.

4.5.1. Análise de sobretensão nas fases A.

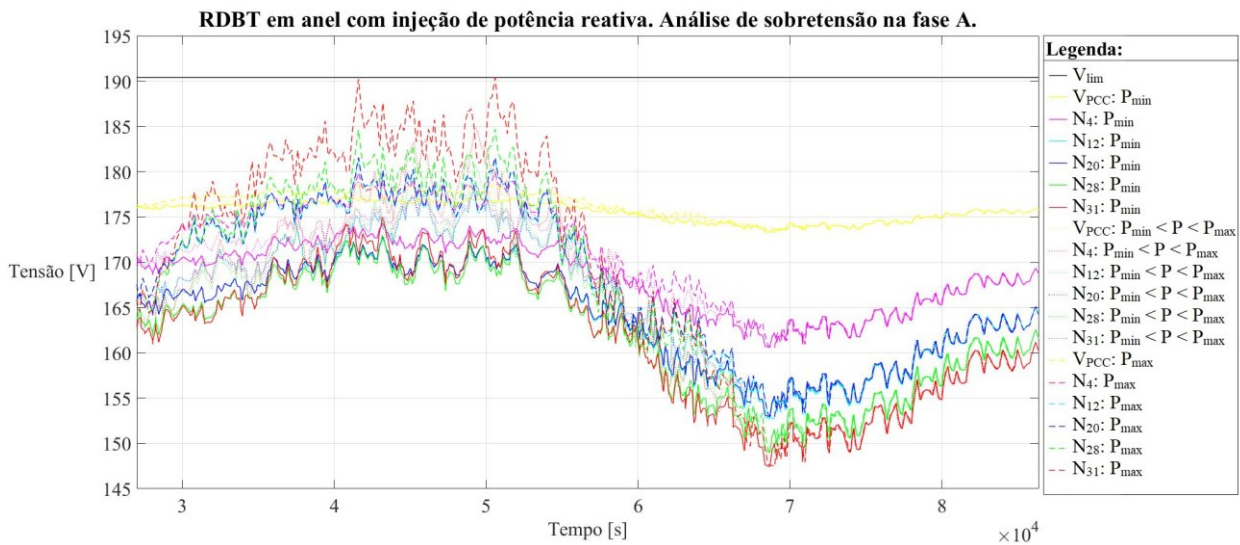


Figura 32: RDBT em anel com injeção de potência reativa. Análise de sobretensão na fase A.

Na Figura 32 as tensões da fase A apresentaram uma elevação, mas sem violação de sobretensão, já que não ultrapassou o limite de tensão de 190,4 [V]. Assim, a absorção de potência trifásica reativa impactou positivamente nos níveis de tensão da RDBT em anel, sendo que a potência ativa injetada foi de 54 kW e de potência reativa indutiva de 24 kW, absorvida.

4.5.2. Análise de desequilíbrio de tensão.

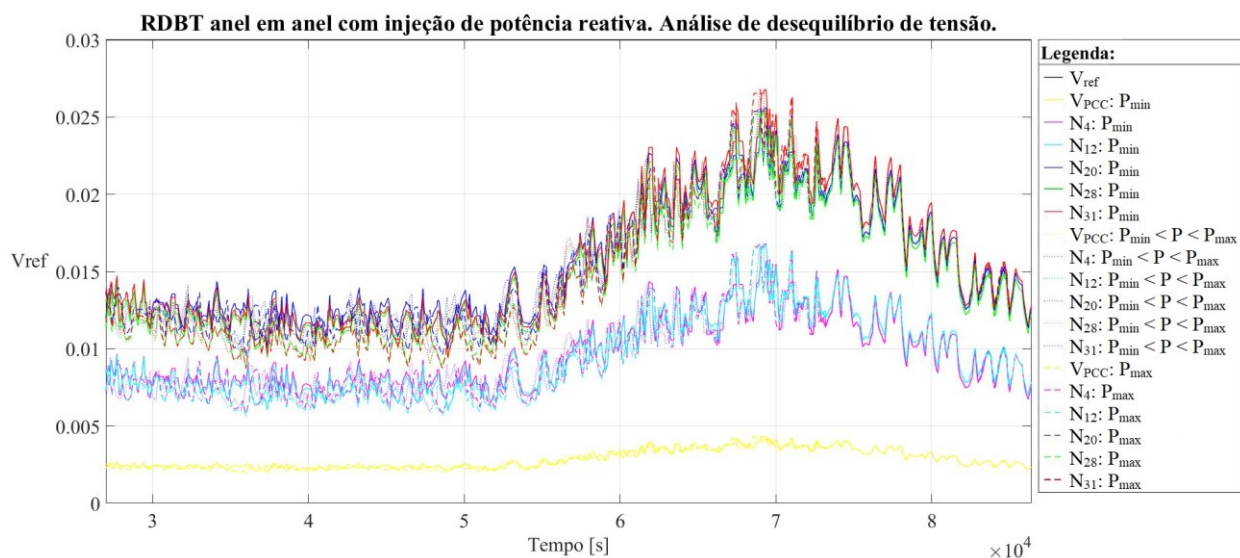


Figura 33: RDBT anel em anel com injeção de potência reativa. Análise de desequilíbrio de tensão.

Na Figura 33 as curvas de desequilíbrio de tensões nas barras não atingiram a curva de desequilíbrio limite para a potência trifásica ativa de 54 kW e potência reativa indutivo de 24 kVAr, apresentando um distanciamento da curva limite, V_{ref} , para a violação do desequilíbrio de tensão.

4.5.3. Análise de sobrecarga nos condutores nas fases A, B e C.

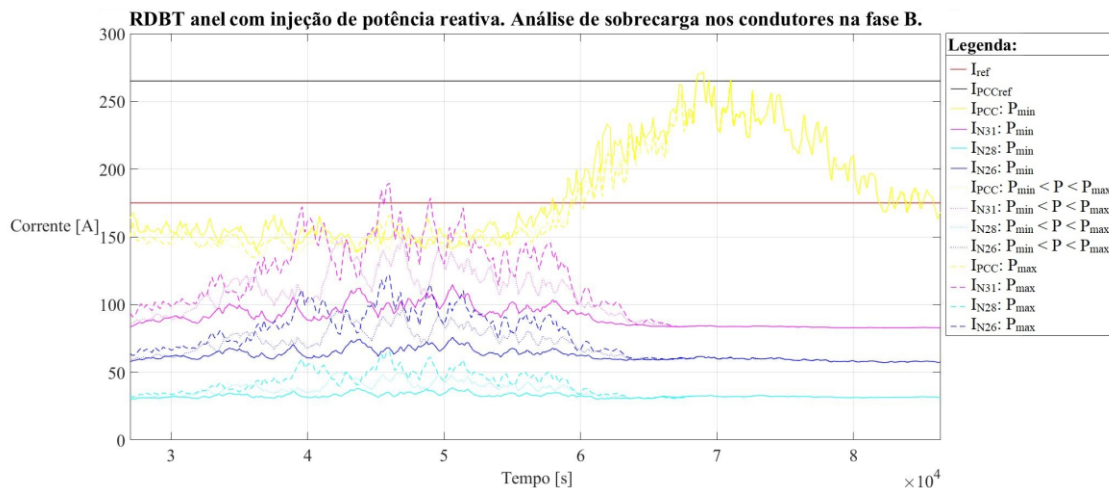


Figura 34: RDBT anel com injeção de potência reativa. Análise de sobrecarga nos condutores na fase B.

A Figura 34 apresenta a capacidade de condução de corrente dos condutores da barra N_1 , I_{PCC} , que ultrapassou 265 [A] e o mesmo aconteceu na barra N_{31} para a corrente limite de condução de corrente de 175 [A]. Conseqüentemente, houve violação da capacidade de condução de corrente para uma potência ativa de 54 kW e de potência reativa indutiva de 24 kVar absorvida.

4.5.4. Análise geral.

Comparando as respostas dos parâmetros da qualidade do produto energia entregue na RDBT radial sem GDFV, na RDBT com GDFV sem a injeção de potência reativa, RDBT com GDFV com a injeção de potência reativa e a RDBT em anel com GDFV sem injeção de potência reativa e a RDBT em anel com injeção de potência reativa observa-se a manutenção do parâmetro de desequilíbrio de tensão em níveis abaixo do limite, conforme indicado na situação anterior evidenciando o benefício da utilização da RDBT em anel do ponto de vista deste parâmetro. Já do ponto de vista de sobretensão os níveis de tensão nas barras também apresentaram melhores resultados quando injetado potência

trifásica reativa indutiva. Conclui-se assim, que para esta aplicação, o *hosting capacity* para a RDBT em anel e com injeção de potência trifásica reativa indutiva foi o melhor resultado obtido em relação aos demais casos analisados, ou seja, com valor de 54 kW e 24 kVar.

4.6. Tabela Resumo Geral.

Casos	Hosting Capacity		Sobretensão	Desequilíbrio	I/I_N
	kW	%	$V_{lim} \leq 106\%$	$V_{ref} \leq 3\%$	$I_{max} \leq I_{cond}$
RDBT - Radial sem GD - Caso Base	-	-	98,7%	3,8%	86,8%
RDBT - Radial sem injeção de potência reativa	35	46,7%	107,1%	3,7%	84,9%
RDBT - Radial com injeção de potência reativa indutiva	48	64,0%	106,6%	4,0%	101,1%
RDBT - Anel sem injeção de potência reativa	45	60,0%	107,7%	2,5%	88,7%
RDBT - Anel com injeção de potência reativa indutiva	54	72,0%	104,3%	2,6%	108,6%
Potência do Trafo	75	100%	-	-	-

Tabela 19: Resumo geral resultados dos casos analisados.

A tabela 19 apresenta os resultados de cada RDBT relacionado com as respectivas figuras de mérito. O *hosting capacity* representa, então, o índice de carregamento do transformador, no qual alguma figura de mérito violou os limites estabelecidos de operação da RDBT. Para sobretensão 100% representa 190,4 [V], ou seja, 106% da tensão limite de operação da RDBT. No caso do desequilíbrio de tensão, 100% representa a 3% de desequilíbrio de tensão. Já na sobrecarga dos condutores 100% representa a capacidade máxima de condução de corrente.

Capítulo 5 - Conclusões

O advento das redes de distribuição ativas vem promovendo mudanças estruturais no sistema elétrico no mundo e no Brasil, impulsionados pela expansão sustentável da GD. Assim, a análise dos parâmetros, fenômenos e índices de qualidade de energia a partir da implantação de microrredes em redes de distribuição é de grande relevância. Determinar os impactos da geração distribuída na rede de distribuição e caracterizar a máxima quantidade de geração distribuída que o sistema elétrico pode receber sem deteriorar o desempenho da operação representará, em breve, uma vantagem competitiva para as concessionárias. Aplicar os serviços ancilares e as microrredes, as possíveis arquiteturas e como a microrrede implementada controla a potência da rede impulsionarão o mercado de energia elétrica.

Diante deste ponto de vista, o presente trabalho objetivou apresentar os principais impactos da implantação de GD na rede de distribuição através do estudo de caso de uma rede de distribuição de baixa tensão e apresentar os impactos negativos da sua implantação sem planejamento. Nos casos estudados, índices de sobretensão e desequilíbrio de tensão foram violados pela implantação de GD trifásica. Porém, pode-se verificar, conforme apresenta a Tabela 19, que a absorção de potência reativa pela GD pode proporcionar um maior *hosting capacity* à RDBT mantendo-se os índices de qualidade de energia dentro dos limites exigidos. Além disso, a utilização da RDBT, em anel demonstrou ter grandes vantagens também proporcionando a elevação do *hosting capacity*.

Dessa forma, fica evidenciado neste trabalho as sugestões de ações mitigadoras que podem ser tomadas pelas concessionárias de energia elétrica para evitarem que os impactos negativos da implantação de GD, em larga escala, influenciem nos parâmetros de qualidade do produto energia.

Além disso, este trabalho abre um leque de estudos para o desenvolvimento de sistemas de controle com a implantação da curva “volt-var” na injeção ou absorção de potência reativa na RDBT que permitam aos órgãos reguladores definam o *hosting capacity* com seus respectivos índices de QEE respeitados e permitam as concessionárias e aos prosumidores serem adequadamente remunerados pelos investimentos realizados para ampliação destes limites de *hosting capacity* da rede elétrica. E, finalmente, porque

não desenvolver microrredes que englobam cidades e estados, com dimensões ainda não cogitados?

Referências Bibliográficas

[IEEE Std 1547 2018] *Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE standard 1547 - Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces.*

[CHOWDHURY 2009] S. Chowdhury, S.P. Chowdhury, and P. Crossley, “*Microgrids and Active Distribution Networks*”, IET *Renewable Energy series* 6, 2009.

[FREITAS 2019] W. Freitas, “Comportamento de redes de distribuição na presença da microgeração”, apresentação de slides em <
<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/16832783/2+-+COMPORTAMENTO+DA+REDE+GD.pdf/2c4862b1-5dfc-40d5-7f30-3fb4129461b9> > acesso em 26/06/2019.

[IEEE Std 1559 2009] *Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE standard 1559 – Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.*

[PRODIST 2017] Procedimento de distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Prodíst – Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica revisão 10 - 2017.

[ANEEL 2012] Resolução Normativa 482 / 2012 - "Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica e das outras providências."

[EPE 2018] Recursos Energéticos Distribuídos: Impacto e Planejamento Energético, Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, julho/2018.

[EPE 2018] Plano Decenal de Expansão de Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, 2018.

[ONS 2017] Requisitos Mínimos para Conexão à Rede Básica - ONS - Submódulo 3.6 – Requisitos Técnicos mínimos para conexão às instalações de transmissão – revisão 2016.12 – 01/2017.

[GHOSH 2002] A. Ghosh, G. Ledwich, “*Power Quality Enhancement Using Custom Power Devices*, Kluwer Academic Publishers”, Boston/Dordrecht/London, 2002.

[HOWLANDER 2018] A. M. Howlander, S. Sadoyama, L. R. Roose, S. Sepasi, “*Distributed voltage regulation using Volt-Var controls of a smart PV inverter in a smart grid: An experimental study*”, Elsevier – *Renewable Energy* 127, pg. 145-157, 2018.

[TARANTO 2017] G. N. Taranto, D. M. Falcão, L. O. Rêgo, E. M. M. D. Casseres, Impactos da Difusão da Micro e da Minigeração no Planejamento, na Operação e na Manutenção do Sistema de Distribuição, GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico UFRJ, Rio de Janeiro, maio de 2017.

[LUIZ 2012] C. M. Luiz, Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para a Proteção do Sistema Elétrico, UFMG, PPGEE, Dissertação de Mestrado, maio de 2012.

[CALDOGNETTO 2014] T. Caldognetto, D. I. Brandão, “*Power Based Control of Low-Voltage Microgrids*”, IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. PP, no. 99, p. 1, 2015.

[BRANDÃO 2018] D. I. Brandão, Redes Inteligentes de Energia Elétrica, UFMG, PPGEE, apresentação de slide, 1º/2019.

[FREITAS 2018] W. Freitas, D. Salles, C. O. Pereira, P. C. M. Meira, R. Torquato, *A Comprehensive Assessment of PV Hosting Capacity on Low-Voltage Distribution Systems*, IEEE vol 33, nº 2, April 2018.

[ANEEL, 2019] Microrrede - site:

https://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2F&_101_assetEntryId=15050867&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=micro-rede&inheritRedirect=true

[ALVES, 2005] M. F. Alves, Tópicos Avançados em Energia Elétrica – QEE – Qualidade de Energia Elétrica, PUC-MG, 1º semestre 2005.

[LENNERHAG 2017] O. Lennerhag, G. Pinares, M. H. J. Bollen, G. Foskolos, and T. Gafurov, “*Performance indicators for quantifying the ability of the grid to host renewable electricity production.*” *CIREN - Open Access Proc. J.*, vol. 2017, no. 1, pp. 792–795, Oct. 2017.

[BOLLEN 2017 - 1] M. H. J. Bollen et al., “*Power Quality Concerns in Implementing Smart Distribution-Grid Applications.*” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 1, pp. 391–399, Jan. 2017.

[BOLLEN 2017 - 2] M. H. J. Bollen, S.K. Rönnberg, “*Hosting Capacity of the Power Grid for Renewable Electricity Production and New Large Consumption Equipment*”, *Energies* – MDPI, Set. 2017.

[SOUZA 2014] M. E. M. de Souza, *Inserção de Microgeração Distribuída nas Redes de Baixa Tensão: Implantação de Telhados Solares – Estudo de Caso Real.* UFMG, PPGEE, Dissertação de Mestrado, novembro 2014.

[BOURGAIN 2009] Bourgain, G. *Integrating Distributed Energy Resources in Today’s Electrical Energy System; Book Presenting the Results of the EU-DEEP Project; ExpandDER: Saint Denis le Plaine, France, 2009.*

[ETHERDEN 2014] Etherden, N. *Increasing the Hosting Capacity of Distributed Energy Resources Using Storage and Communication. Ph.D. Thesis, Luleå University of Technology, Luleå, Sweden, 2014.*

Apêndice A

Programação Matlab para gerar o gráfico de tensão a partir da variação da potência da FV. Exemplo para a tensão V_A .

```
%script para analisar a sensibilidade da malha de potência com relação
ao
%valor do integrador
clc;
clear all;
close all;

%dados iniciais
PKint = 35000:20000:75000; %valores de ganho do integrador
nsim = length(PKint); %o número de simulações é igual ao número de
valores de Kint

%loop para variar Kint e re-simular
for cont = 1:nsim
    Kint = PKint(cont); %ganho do integrador, colocar o nome Kint no
bloco correspondente na simulação
    sim('meshed_network_2016b_Caso1g.slx'); %chama o arquivo a ser
simulado. Conferir se o nome do arquivo está correto e se está na
mesma pasta que este script!
    fprintf('%d: Kint = %f\n',cont,Kint); %apenas para acompanhar em
que simulação está
    %adquirindo e salvando os dados do Scope8
    time = ScopeData2_1g(:,1); %como o tempo é o mesmo para cada
simulação, este vetor é sobrescrito a cada simulação
    Vref = ScopeData2_1g(:,2); %como Vref não muda de uma simulação
para outra, este vetor é sobrescrito a cada nova simulação
    Vpcc(:,cont) = ScopeData2_1g(:,3);
    VL4(:,cont) = ScopeData2_1g(:,4); %salva Vinv de todas as
simulações realizadas, é possível salvar esta matriz para poder
trabalhar os dados depois
    Vbarral2(:,cont) = ScopeData2_1g(:,5);
    Vbarra20(:,cont) = ScopeData2_1g(:,6);
    Vbarra28(:,cont) = ScopeData2_1g(:,7);
    VL31(:,cont) = ScopeData2_1g(:,8);
end

%plots dos dados - formatar melhor!
figure(1)
plot(time,Vref,'k-', 'linewidth',1.0);
% title('Caso 1 - RDBT Radial - Analise de Sobretensão - Fase A');
% xlabel('Tensão Fase A [V]');
% ylabel('Tempo - 1 dia [s]');
hold on;
grid on;
for cont = 1:nsim
    %colocando cores diferentes apenas para a primeira e última curva
    if cont == 1
        plot(time,Vpcc(:,cont),'y-', 'linewidth',1.0);
        plot(time,VL4(:,cont),'m-', 'linewidth',1.0); %com Vint = 10000
```

```

plot(time,Vbarra12(:,cont),'c-','linewidth',1.0); %com Vint =
35000
plot(time,Vbarra20(:,cont),'b-','linewidth',1.0); %com Vint =
35000
plot(time,Vbarra28(:,cont),'g-','linewidth',1.0); %com Vint =
35000
plot(time,VL31(:,cont),'r-','linewidth',1.0); %com Vint =
35000
else
if cont == nsim
plot(time,Vpcc(:,cont),'y--','linewidth',1.0); %com Vint =
75000
plot(time,VL4(:,cont),'m--','linewidth',1.0); %com Vint =
75000
plot(time,Vbarra12(:,cont),'c--','linewidth',1.0); %com
Vint = 75000
plot(time,Vbarra20(:,cont),'b--','linewidth',1.0); %com
Vint = 75000
plot(time,Vbarra28(:,cont),'g--','linewidth',1.0); %com
Vint = 75000
plot(time,VL31(:,cont),'r--','linewidth',1.0); %com Vint =
75000
else
plot(time,Vpcc(:,cont),'y:','linewidth',1.0); %para os
demais
plot(time,VL4(:,cont),'m:','linewidth',1.0); %para os
demais
plot(time,Vbarra12(:,cont),'c:','linewidth',1.0); %para os
demais
plot(time,Vbarra20(:,cont),'b:','linewidth',1.0); %para os
demais
plot(time,Vbarra28(:,cont),'g:','linewidth',1.0); %para os
demais
plot(time,VL31(:,cont),'r:','linewidth',1.0); %para os
demais
end
end
end
end

```

Simulink da RDBT:

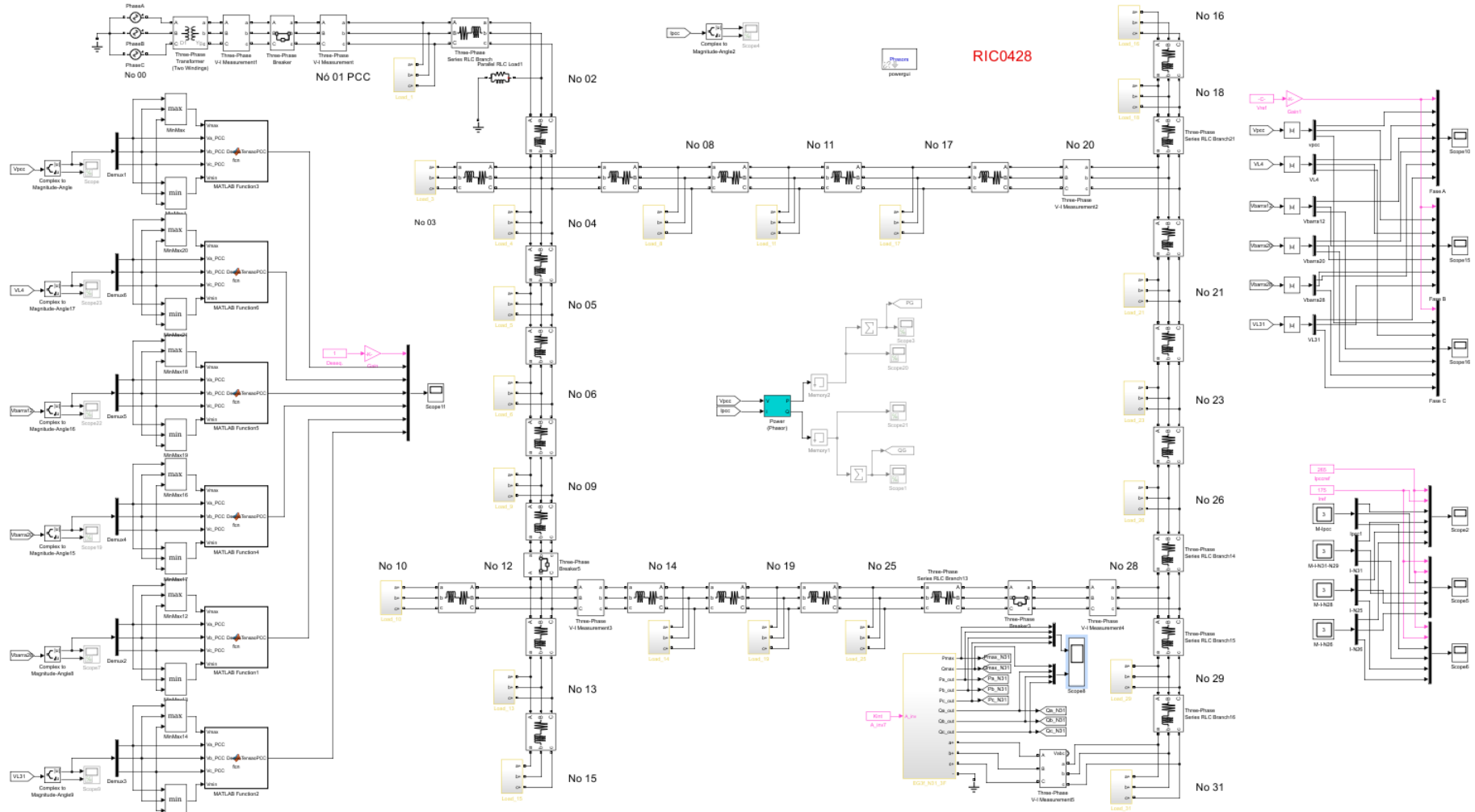


Figura 35: Simulink: RDBT.