

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LETÍCIA LÚCIA DA SILVA PESSOA

IMPACTOS PROVOCADOS PELOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO EM REDES  
ELÉTRICAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

RECIFE

2016

LETÍCIA LÚCIA DA SILVA PESSOA

IMPACTOS PROVOCADOS PELOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO EM REDES  
ELÉTRICAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Dissertação submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco como parte dos requisitos para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Processamento de Energia.

Orientadora: Professora Milde Maria da Silva Lira, *D. Sc.*

Coorientador: Professor Manoel Afonso de Carvalho Júnior, *Ph.D.*

RECIFE

2016

Catálogo na fonte  
Bibliotecária Valdicéa Alves, CRB-4 / 1260

P475i

Pessoa, Letícia Lúcia da Silva.

Impactos provocados pelos afundamentos de tensão em redes elétricas com geração distribuída / Letícia Lúcia da Silva Pessoa - 2016.

142folhas, Il.; Tabs.; Abr.; Sigl.; e Simb.

Orientador: Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Milde Maria da Silva Lira.

Coorientador: Prof. Dr. Manoel Afonso de Carvalho Júnior.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2016.

Inclui Referências e Anexo.

1. Engenharia Elétrica. 2. Geração distribuída. 3. Qualidade da energia elétrica. 4. Afundamentos de tensão. 6. Áreas de risco. 7. Robustez.

I. Lira, Milde Maria da Silva. (Orientadora). II. Carvalho Júnior, Manoel

II. Afonso de (Coorientador). Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.)

BCTG/2017 - 335



# Universidade Federal de Pernambuco

## *Pós-Graduação em Engenharia Elétrica*

PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DE DEFESA DE  
DISSERTAÇÃO DO MESTRADO ACADÊMICO DE

# LETÍCIA LÚCIA DA SILVA PESSOA

TÍTULO

**“IMPACTOS PROVOCADOS PELOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO  
EM REDES ELÉTRICAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA”**

A comissão examinadora composta pelos professores: MILDE MARIA DA SILVA LIRA, DEE/UFPE; RONALDO RIBEIRO BARBOSA DE AQUINO, DEE/UFPE e LUIZ ANTÔNIO MAGNATA DA FONTE, DEE/UFPE, sob a presidência do primeiro, consideram a candidata **LETÍCIA LÚCIA DA SILVA PESSOA **APROVADA.****

Recife, 31 de agosto de 2016.

---

**MARCELO CABRAL CAVALCANTI**  
Coordenador do PPGE

---

**MILDE MARIA DA SILVA LIRA**  
Orientadora e Membro Titular Interno

---

**LUIZ ANTÔNIO MAGNATA DA FONTE**  
Membro Titular Externo

---

**RONALDO RIBEIRO BARBOSA DE AQUINO**  
Membro Titular Interno

*Dedico este trabalho a minha querida vó  
Lúcia, aos meus estimados pais Luiz e Cleide,  
ao meu amado marido Thiago, à minha  
prezada irmã Laís, e a todos que acreditaram  
que a conclusão deste trabalho seria possível.*

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus. Obrigado Senhor, pelo dom precioso da vida, pelo amor infinito e por toda força e acolhimento concedidos nos momentos de inquietude e dúvidas. Agradeço ainda às seguintes pessoas que participaram direta ou indiretamente na conclusão deste trabalho:

À minha vó Lúcia, por todo carinho, proteção, estímulo e orações direcionadas a mim e a conclusão dos meus projetos.

Aos meus pais, Luiz e Cleide, pelo amor, dedicação, apoio e incentivo constante em minha vida, contribuindo imensamente para meu crescimento pessoal e intelectual.

À minha irmã, Laís, que sempre me encorajou a seguir em frente, mesmo quando estava desanimada.

Ao meu marido Thiago, que em alguns momentos mesmo discordando do meu ponto de vista, sempre esteve ao meu lado proporcionando amor, assistência ao ouvir meus desabafos e um abraço apertado nas ocasiões de aflição.

À Carminda, Simone e Victor, minha segunda família, por sempre acreditarem que seria capaz.

Agradecimento à Professora Milde e ao Professor Afonso pela orientação, incentivo, paciência, pela confiança em sempre acreditar no meu trabalho, e especial ao professor por proporcionar as primeiras oportunidades na minha vida acadêmica e profissional.

À Valdete e ao Professor Ronaldo, pelo apoio, compreensão e conselhos acadêmicos, convívio e amizade.

A meus amigos da UFPE, em especial aos presentes no LDSP, Ândria, Christiany, Davidson, Guilherme, Isadora, Jonata, José, Jussara, Regina, Ramón, Rodrigo, Suellen, pela amizade sincera, apoio, compreensão, estímulo acadêmico, pelas convivências agradáveis e companhias divertidas.

A CAPES, por possibilitar suporte financeiro no desenvolvimento da pesquisa por meio da concessão de bolsa de mestrado.

*“Há uma força motriz mais poderosa que o vapor, a eletricidade e a energia atômica: a vontade. ”*

***(Albert Einstein)***

*“Portanto, não se preocupem com o amanhã, pois o amanhã trará as suas próprias preocupações. Basta a cada dia o seu próprio mal. ”*

***(Mateus 6:34)***

## RESUMO

A crescente inserção da geração distribuída em sistemas de potência, devido à necessidade de atender ao aumento da demanda por energia elétrica, de maneira confiável e sustentável, direciona esforços para a avaliação dos impactos causados pela conexão destas com o sistema de distribuição. Dentre as diversas vertentes de análise, a influência dessas conexões no âmbito da qualidade da energia elétrica é de vital importância para todos os utilitários ligados à rede de distribuição, sejam consumidores, agentes de geração ou concessionários. Dos fenômenos associados à qualidade da energia elétrica, este trabalho avalia os impactos das conexões de gerações e minigerações distribuídas sob a óptica dos afundamentos de tensão. Os afundamentos foram registrados em simulações computacionais quando da ocorrência de curtos-circuitos em uma rede de distribuição real, sem e com a presença das gerações e minigerações distribuídas, quais sejam: pequenas centrais hidrelétricas, térmicas à biomassa e fontes fotovoltaicas. A partir dos resultados encontrados, estrutura-se a matriz de tensões durante a falta, que permite avaliar a propagação dos afundamentos de tensão, bem como definir as áreas afetadas e de vulnerabilidade, mapeando assim as áreas de risco do sistema, ou seja, as regiões mais sensíveis a esse distúrbio e como as gerações e minigerações distribuídas alteram o modo de propagação da variação de tensão de curta duração. De posse desses resultados é possível definir a robustez do sistema, quando sujeito às faltas na presença de gerações descentralizadas.

**Palavras-chave:** Geração distribuída. Qualidade da energia elétrica. Afundamentos de tensão. Áreas de risco. Robustez.

## ABSTRACT

The increasing integration of distributed generation in power systems due to necessity to meet the increased demand for electricity, reliable and sustainable way, directs efforts to assess the impacts caused by the connection of these with the distribution system. Among the various forms of analysis, the influence of these connections within the power quality is of vital importance to all utilities connected to the distribution network, as consumers, generation agents or dealers. About the phenomena associated with the power quality, this study evaluates the impacts of connections with generation and small generation distributed from the perspective of voltage sags. The voltage sags were recorded in computer simulations due to the event of short circuits in a real distribution network, with and without the presence of generation and small distributed generation, namely: small hydro, thermal, biomass and photovoltaic sources. From the results found structured voltages array during the fault, designed to measure the propagation of voltage sags and define the affected and vulnerable areas and mapping system risk areas, that is, the most sensitive regions to these disturbances and as the generation and small distributed generation changes the mode of propagation of short duration voltage variation. With these results it is possible to define the robustness system when subject to faults in the presence of decentralized generation.

**Keywords:** Distributed generation. Power quality. Voltage sags. Risk areas. Robustness.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Evolução do Consumo per Capita de Eletricidade, no horizonte até 2050.....	22
Figura 2 – Consumo per Capita de Eletricidade, comparação internacional.....	23
Figura 3 – Forma de onda do evento de afundamento de tensão.....	26
Figura 4 – Sistemas Centralizados de Energia .....	30
Figura 5 – Sistemas Distribuídos de Energia.....	31
Figura 6 – Classificação Atual da Geração Distribuída .....	33
Figura 7 – Sistemas de Compensação de Energia Elétrica.....	34
Figura 8 – Número de Conexões das Gerações Distribuídas .....	34
Figura 9 – Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica.....	36
Figura 10 – Número de Conexões por Fonte.....	39
Figura 11 – Contribuição dos geradores distribuídos para a corrente de falta.....	44
Figura 12 – Fluxo de Potência em um alimentador radial de distribuição. ....	45
Figura 13 – Fluxo de Potência em um alimentador radial de distribuição com geração distribuída. ....	46
Figura 14 – Aplicação do Método da Distância Crítica para Circuito Radial .....	53
Figura 15 – Método das Posições de Falta .....	54
Figura 16 – Diagrama da Área Afetada .....	57
Figura 17 – Diagrama da Área de Vulnerabilidade .....	58
Figura 18 – Fluxograma das Etapas Desenvolvidas na Pesquisa .....	59
Figura 19 – Diagrama Unifilar do Sistema de Distribuição em Análise.....	61
Figura 20 – Configuração espacial do sistema de 28 barras no ATPDraw. ....	62
Figura 21 – Modelo da Fonte de Tensão no ATPDraw. ....	63
Figura 22 – Modelo Construtivo das Linhas de Distribuição.....	65
Figura 23 – Modelo da Linha de Distribuição no ATPDraw. ....	66
Figura 24 – Modelo de Transformadores no ATPDraw.....	67
Figura 25 – Modelo do Regulador de Tensão no ATPDraw.....	69
Figura 26 – Modelo de Geração Distribuídas para PCH no ATPDraw. ....	69
Figura 27 – Modelo da Geração Solar Fotovoltaica disponível no ATPDraw. ....	73
Figura 28 – Modelo do Conjunto PV da Geração Solar Fotovoltaica. ....	74
Figura 29 – Tensão monofásica na Fase A observada na barra 14, da simulação de um curto circuito 1F na barra 5.....	80
Figura 30 – Visualização Gráfica da MTDF do Sistema de Distribuição de 28 Barras, para curto-circuito monofásico. ....	83
Figura 31 – Visualização Gráfica 3D da MTDF do Sistema de Distribuição de 28 Barras, para curto circuito monofásico.....	84
Figura 32 – Visualização Gráfica da MTDF do Sistema de Distribuição de 28 Barras, para curto-circuito bifásico com terra. ....	85
Figura 33 – Visualização Gráfica 3D da MTDF do Sistema de Distribuição de 28 Barras, para curto circuito bifásico. ....	86
Figura 34 – Visualização Gráfica da MTDF do Sistema de Distribuição de 28 Barras, para curto-circuito trifásico.....	87

Figura 35 – Visualização Gráfica 3D da MTDF do Sistema de Distribuição de 28 Barras, para curto circuito trifásico. ....	88
Figura 36 – Área Afetada considerando um curto circuito trifásico na barra 19. ....	90
Figura 37 – Área Exposta para a barra 19 considerando todas as situações de falta. ....	91
Figura 38 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 1F, com GD de PCH. ....	93
Figura 39 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 1F, com GD de PCH. ....	93
Figura 40 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 2F, com GD de PCH. ....	94
Figura 41 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 2F, com GD de PCH. ....	95
Figura 42 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 3F, com GD de PCH. ....	95
Figura 43 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 3F, com GD de PCH. ....	96
Figura 44 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 1F, com MiniGD de PCH. ....	97
Figura 45 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 1F, com MiniGD de PCH. ....	98
Figura 46 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 2F, com MiniGD de PCH. ....	99
Figura 47 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 2F, com MiniGD de PCH. ....	99
Figura 48 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 3F, com MiniGD de PCH. ....	100
Figura 49 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 3F, com MiniGD de PCH. ....	101
Figura 50 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 1F, com GD de UTE. ....	103
Figura 51 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 1F, com GD de UTE. ....	103
Figura 52 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 2F, com GD de UTE. ....	104
Figura 53 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 2F, com GD de UTE. ....	105
Figura 54 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 3F, com GD de UTE. ....	106
Figura 55 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 3F, com GD de UTE. ....	106
Figura 56 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 1F, com MiniGD de UTE. ....	108
Figura 57 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 1F, com MiniGD de UTE. ....	108
Figura 58 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 2F, com MiniGD de UTE. ....	109
.....	109
Figura 59 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 2F, com MiniGD de UTE. ....	110
Figura 60 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 3F, com MiniGD de UTE. ....	111
Figura 61 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 3F, com MiniGD de UTE. ....	111
Figura 62 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 1F, com GD de SOLAR. ....	113
Figura 63 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 1F, com GD de SOLAR. ....	113
Figura 64 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 2F, com GD de SOLAR. ....	114
Figura 65 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 2F, com GD de SOLAR. ....	115
Figura 66 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 3F, com GD de SOLAR. ....	116
Figura 67 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 3F, com GD de SOLAR. ....	116
Figura 68 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 1F, com MiniGD de SOLAR. ....	118
Figura 69 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 1F, com MiniGD de SOLAR. ....	118
Figura 70 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 2F, com MiniGD de SOLAR. ....	119
Figura 71 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 2F, com MiniGD de SOLAR. ....	120
Figura 73 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 3F, com MiniGD de SOLAR. ....	121
Figura 73 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 3F, com MiniGD de SOLAR. ....	121
Figura 74 – Tensões Remanescentes no Sistema com GD para Curto-circuito 1F aplicado a Barra 16 . .....	123

Figura 75 – Tensões Remanescentes no Sistema com GD para Curto-circuito 2F aplicado a Barra 16.	123
Figura 76– Tensões Remanescentes no Sistema com GD para Curto-circuito 3F aplicado a Barra 16.	124
Figura 77 – Tensões Remanescentes no Sistema com MiniGD para Curto-circuito 1F aplicado a Barra 16 .	125
Figura 78 – Tensões Remanescentes no Sistema com MiniGD para Curto-circuito 2F aplicado a Barra 16 .	125
Figura 79 – Tensões Remanescentes no Sistema com MiniGD para Curto-circuito 3F aplicado a Barra 16 .	126

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Interface das Tecnologias para Diferentes Fontes de Energia.....	40
Tabela 2 – Classificação e Características de Distúrbios de QEE .....	49
Tabela 3 – Tempo de Monitoramento de Afundamentos de Tensão. ....	52
Tabela 4 – Dados dos Alimentadores. ....	66
Tabela 5 – Caraterísticas dos Condutores .....	67
Tabela 6 – Caraterísticas dos Transformadores.....	68
Tabela 7 – Dados da Máquina Síncrona da Geração de PCH Distribuída. ....	70
Tabela 8 – Informações do Transformador associado à PCH de 9,45MW. ....	70
Tabela 9 – Dados da Máquina Síncrona da Minigeração de PCH Distribuída.....	71
Tabela 10 – Dados da Máquina Síncrona da Geração Térmica Distribuída.....	72
Tabela 11 – Informações do Transformador associado à Térmica de 22 MW.....	72
Tabela 12 – Dados da Máquina Síncrona da Minigeração Térmica Distribuída. ....	73
Tabela 13 – Dados do Conjunto PV, da geração solar distribuída de 6MW. ....	76
Tabela 14 – Dados do Inversor acoplado à geração solar distribuída de 6MW. ....	76
Tabela 15 – Dados dos Transformadores acoplados à geração solar distribuída de 6MW. ....	77
Tabela 16 – Dados do Conjunto PV, da minigeração solar distribuída de 1MW.....	77
Tabela 17 – Dados do Transformador acoplado à geração solar distribuída de 1MW. ....	78
Tabela 18 – Etapas propostas para as simulações.....	79
Tabela 19 – Tensões Registradas na Ocorrência de uma Falta Trifásica na Barra 19 em pu.....	129
Tabela 20 – Tensões Registradas na Barra 19 para cada Posição de Falta em pu. ....	130
Tabela 21 – Índices de Robustez da barra 19, para todos os cenários simulados.....	131

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANAFAS	Análise de Faltas Simultâneas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATP	Alternative Transients Program – Programa de Transitórios Alternativo
ATPDraw	The Graphical Preprocessor to ATP Electromagnetic Transients Program – Programa de Pré-processamento Gráfico para o ATP Programa de Transientes Eletromagnéticos
AWG	American Wire Gauge – Escala Americana Normalizada
BIG	Banco de Informações de Geração
CA	Corrente Alternada
CAA	Condutores de Alumínio com Alma de Aço
CC	Corrente Contínua
CIGRÈ	International Council on Large Electric Systems – Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos
CGH	Centrais Geradoras Hidrelétricas
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EOL	Centrais Geradoras Eólicas
GD	Geração Distribuída
GI	Gerador de Indução
GS	Gerador Síncrono
IEA	International Energy Agency – Agência Internacional de Energia
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers - Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos

LDSP	Laboratório Digital de Sistemas de Potência
MDC	Método da Distância Crítica
MME	Ministério de Minas e Energia
MODELS	Modelos em ATP
MPF	Método das Posições de Falta
MPPT	Maximum Power Point Tracking – Rastreamento do Ponto Máximo de Energia
MS	Máquina Síncrona
MTDF	Matriz de Tensão Durante a situação de Falta
N/A	Não se Aplica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCC	Ponto de Acoplamento Comum
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PF	Ponto de Falta
PPP	Poder de Paridade de Compra ( <i>Power Purchase Parity</i> )
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PV	Photovoltaic - Fotovoltaico
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
RDP	Registradores Digitais de Perturbação
RI	Índice de Robustez
SD	Sistema de Distribuição
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TACS	Modelos específicos definidos pelo usuário em ATP
TUSD	Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição

TUST	Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão
UFV	Central Geradora Solar Fotovoltaica
UHE	Usinas Hidrelétricas
UTE	Usinas Termelétricas
VTCD	Variações de Tensão de Curta Duração

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\text{CO}_2$	Dióxido de carbono
$R$	Relé de proteção
$L_{\text{crit}}$	Distância crítica [Km]
$V_{\text{crit}}$	Tensão crítica [V]
$X$	Ponto de aplicação da falta
$V_{\text{PCC}}$	Tensão no Ponto de Acoplamento Comum [p.u]
$Z_S$	Impedância entre a fonte e o PCC [p.u]
$Z_{LX}$	Impedância entre o PCC e o ponto da falta X [p.u]
$Z_f$	Impedância de falta [p.u]
$z$	Impedância por quilômetro do alimentador [ $\Omega/\text{Km}$ ]
$V_{\text{crit}}$	Tensão Crítica no PCC [V]
$V_{\text{pf}}$	Tensão Pré-falta [p.u]
$Z_{\text{barra}}$	Matriz de impedância de barra
$\text{Ones}$	Matriz de uns, com dimensão igual à dimensão da matriz $Z_{\text{barra}}$
$\text{AC3PH}$	Modelo da fonte de tensão no ATPDraw
$f$	Frequência do sistema
$\text{pha}$	Ângulo de fase da tensão
$\text{Deg}$	Ângulo de fase medido em degrau
$\text{Rad}$	Ângulo de fase medido em radianos

Tstart	Tempo de início da simulação
Tstop	Tempo de parada da simulação
MCM	1000 Circular Mils
R+	Resistência de sequência positiva [ $\Omega/m$ ]
R0	Resistência de sequência zero [ $\Omega/m$ ]
L+	Indutância de sequência positiva [ $\Omega/m$ ]
L0	Indutância de sequência zero [ $\Omega/m$ ]
B+	Susceptância de sequência positiva [ $\mu mho/m$ ]
B0	Susceptância de sequência zero [ $\mu mho/m$ ]
SATTRAFO	Modelo de transformadores no ATPDraw
D	Ligação em delta
Y	Ligação em estrela
RL	Elemento resistor-indutor
RLC3	Modelo do regulador de tensão no ATPDraw
SM59_NC	Modelo de gerador síncrono não controlado no ATPDraw
Xd	Reatância síncrona de eixo direto [p.u]
Xd'	Reatância transitória de eixo direto [p.u]
Xd''	Reatância subtransitória de eixo direto [p.u]
Xq	Reatância síncrona de eixo quadratura [p.u]
Xq'	Reatância transitória de eixo quadratura [p.u]
Xq''	Reatância subtransitória de eixo quadratura [p.u]
Xl	Reatância de dispersão do estator [p.u]
X0	Reatância de sequência zero [p.u]
Td0'	Constante de tempo transitória de eixo direto [s]

Td0"	Constante de tempo subtransitória de eixo direto [s]
Pmax	Potência Máxima Nominal [W]
Voc	Tensão em Circuito Aberto [V]
Vmp	Tensão de Operação na Potência Máxima [V]
Imp	Corrente de Operação na Potência Máxima [A]
NSER	Nº de Módulos por Série
NPAR	Nº de Sequência por Conjunto
IRAD	Irradiância Solar [W/m <sup>2</sup> ]
Tpv	Temperatura [°C]
TON	Tempo de Arranque do Inversor [s]
Dtc	Período de Atualização do Algoritmo MPPT [s]
Efi	Eficiência do Inversor [p.u]
Rin	Resistência de Carga Equivalente Inicial PV [ $\Omega$ ]
1F	Monofásico
2F	Bifásico
3F	Trifásico
RI <sub>k</sub>	Índice de Robustez no nó k
AAD <sub>k</sub>	Dimensão da Área Afetada no nó k
EAD <sub>k</sub>	Dimensão da Área Exposta no nó k

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	22
1.1	OBJETIVOS DO TRABALHO	27
1.2	ORGANIZAÇÃO TEXTUAL	27
<b>2</b>	<b>GERAÇÃO DISTRIBUÍDA</b>	29
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	29
2.2	DEFINIÇÃO E NORMAS APLICÁVEIS	32
2.3	TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	35
2.3.1	Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH	36
2.3.2	Térmicas à Biomassa	37
2.3.3	Energia Solar Fotovoltaica	39
2.3.4	Tipos de Conexão da Geração Distribuída	40
2.4	IMPACTOS NA INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	41
2.4.1	Benefícios da Aplicação de Geração Distribuída	41
2.4.2	Desvantagens da Aplicação de Geração Distribuída	43
2.5	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	46
<b>3</b>	<b>ESTUDO DE CASO E A MODELAGEM DO SISTEMA</b>	48
3.1	ESTUDO DE CASO	48
3.1.1	Estudo dos Afundamentos de Tensão no Contexto da QEE	48
3.1.2	Métodos de Determinação dos Afundamentos de Tensão	51
3.1.2.1	Medição	51
3.1.2.2	Avaliação Estocástica	52
3.1.2.3	Simulações	56
3.1.3	Propagação dos Afundamentos de Tensão e Robustez do Sistema	56
3.1.4	Etapas de Desenvolvimento do Estudo	59
3.2	MODELAGEM DO SISTEMA	60
3.2.1	Sistema Elétrico Analisado	60
3.2.2	Implementação do Sistema Via Software ATP	61
3.2.2.1	Fonte de Tensão e Barra de Referência	63
3.2.2.2	Linhas de Distribuição	64

3.2.2.3	Transformadores.....	67
3.2.2.4	Regulador de Tensão .....	68
<b>3.2.3</b>	<b>Representação das Gerações Distribuídas .....</b>	<b>69</b>
3.2.3.1	PCH .....	69
3.2.3.1.1	<i>Geração Distribuída PCH – 9,45MW .....</i>	<i>70</i>
3.2.3.1.2	<i>Minigeração Distribuída PCH – 2,25MW .....</i>	<i>71</i>
3.2.3.2	Térmica à Biomassa .....	71
3.2.3.2.1	<i>Geração Distribuída Termelétrica – 22 MW .....</i>	<i>71</i>
3.2.3.2.2	<i>Minigeração Distribuída Termelétrica – 3 MW.....</i>	<i>72</i>
3.2.3.3	Solar Fotovoltaica.....	73
3.2.3.3.1	<i>Geração Distribuída Fotovoltaica – 6 MW.....</i>	<i>75</i>
3.2.3.3.2	<i>Geração Distribuída Fotovoltaica – 1 MW.....</i>	<i>77</i>
<b>3.2.4</b>	<b>Simulação de Curtos-Circuitos .....</b>	<b>78</b>
3.2.3.4	Obtenção dos Afundamentos de Tensão Via Software ATP .....	79
3.2.3.5	Obtenção dos Afundamentos de Tensão Via Software MATLAB .....	81
3.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	81
<b>4</b>	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>82</b>
4.1	CASO BASE .....	82
4.1.1	<b>Curto-Circuito Monofásico .....</b>	<b>82</b>
4.1.2	<b>Curto-Circuito Bifásico com Terra.....</b>	<b>85</b>
4.1.3	<b>Curto-Circuito Trifásico.....</b>	<b>87</b>
4.1.4	<b>Análise das Áreas de Risco .....</b>	<b>89</b>
4.2	CASO 1 – CASO BASE COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA – PCH.....	92
4.2.1	<b>Geração Distribuída PCH – 9,45MW .....</b>	<b>92</b>
4.2.1.1	Curto-Circuito 1F - Geração Distribuída PCH.....	92
4.2.1.2	Curto-Circuito 2F - Geração Distribuída PCH.....	94
4.2.1.3	Curto-Circuito 3F - Geração Distribuída PCH.....	95
4.2.2	<b>Minigeração Distribuída PCH – 2,25 MW.....</b>	<b>97</b>
4.2.2.1	Curto-Circuito 1F - Minigeração Distribuída PCH.....	97
4.2.2.2	Curto-Circuito 2F - Minigeração Distribuída PCH.....	98

4.2.2.3	Curto-Circuito 3F - Minigeração Distribuída PCH .....	100
4.3	CASO 2 – CASO BASE COM GERAÇÃO TÉRMICA – UTE .....	102
<b>4.3.1</b>	<b>Geração Distribuída Térmica– 22MW .....</b>	<b>102</b>
4.3.1.1	Curto-Circuito 1F - Geração Distribuída UTE .....	102
4.3.1.2	Curto-Circuito 2F - Geração Distribuída UTE .....	104
4.3.1.3	Curto-Circuito 3F - Geração Distribuída UTE .....	105
<b>4.3.2</b>	<b>Minigeração Distribuída UTE – 3 MW .....</b>	<b>107</b>
4.3.2.1	Curto-Circuito 1F - Minigeração Distribuída UTE .....	107
4.3.2.2	Curto-Circuito 2F - Minigeração Distribuída UTE .....	109
4.3.2.3	Curto-Circuito 3F - Minigeração Distribuída UTE .....	110
4.4	CASO 3 – CASO BASE COM GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA – SOL ...	112
<b>4.4.1</b>	<b>Geração Distribuída Solar– 6MW .....</b>	<b>112</b>
4.4.1.1	Curto-Circuito 1F - Geração Distribuída SOLAR .....	112
4.4.1.2	Curto-Circuito 2F - Geração Distribuída SOLAR .....	114
4.4.1.3	Curto-Circuito 3F - Geração Distribuída SOLAR .....	115
<b>4.4.2</b>	<b>Minigeração Distribuída SOLAR – 1 MW .....</b>	<b>117</b>
4.4.2.1	Curto-Circuito 1F - Minigeração Distribuída SOLAR.....	117
4.4.2.2	Curto-Circuito 2F - Minigeração Distribuída SOLAR.....	119
4.4.2.3	Curto-Circuito 3F - Minigeração Distribuída SOLAR.....	120
4.5	COMPARAÇÕES DA INFLUÊNCIA DAS GERAÇÕES E MINIGERAÇÕES DISTRIBUÍDAS .....	122
<b>4.5.1</b>	<b>Quanto a Geração Distribuída .....</b>	<b>122</b>
<b>4.5.2</b>	<b>Quanto a Minigeração Distribuída .....</b>	<b>124</b>
4.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	126
<b>5</b>	<b>ROBUSTEZ DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>128</b>
<b>6</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>133</b>
6.1	CONCLUSÕES.....	133
6.2	TRABALHOS FUTUROS.....	134
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>135</b>
	<b>ANEXO A – Matriz de Tensão Durante Falta Monofásica na fase A, no caso base do sistema de distribuição.....</b>	<b>141</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento tecnológico aliado ao crescimento econômico mundial exige do setor energético uma matriz produtiva diversificada utilizando-se, dentre outras, das seguintes fontes: o petróleo, o gás natural, o carvão, a energia solar e dos ventos, o bagaço de cana.

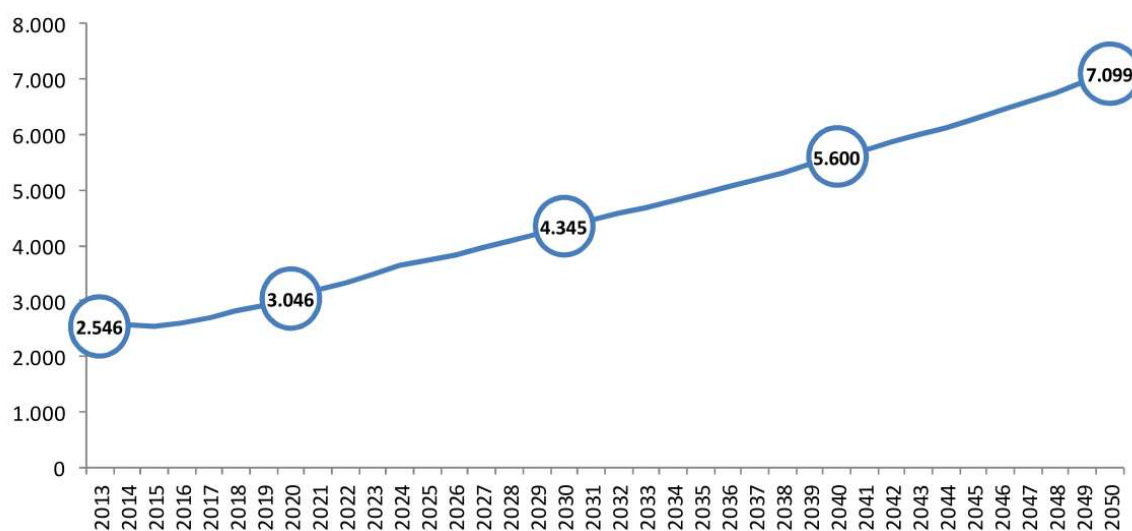
Essa necessidade por energia advém da forte modernização das indústrias, do agronegócio, da construção civil, dos transportes e do crescente consumo pela população, pois o insumo indispensável à expansão de todos esses setores é a energia elétrica, obtida por meio de suas diversas fontes.

Diante do cenário de aumento na demanda e no consumo de energia elétrica, estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) apresentam uma visão de longo prazo para a demanda brasileira de energia, com projeção para 2050, além de contribuir para o planejamento energético nacional (MME, 2016a).

No estudo da demanda de energia (MME, 2016a), está indicada a evolução estimada do consumo per capita de eletricidade, em kWh/habitante no Brasil, conforme Figura 1.

O crescimento continuado do consumo de energia elétrica justifica-se por fatores relevantes como o aumento do número de consumidores, assim como o aumento no nível de renda per capita da população.

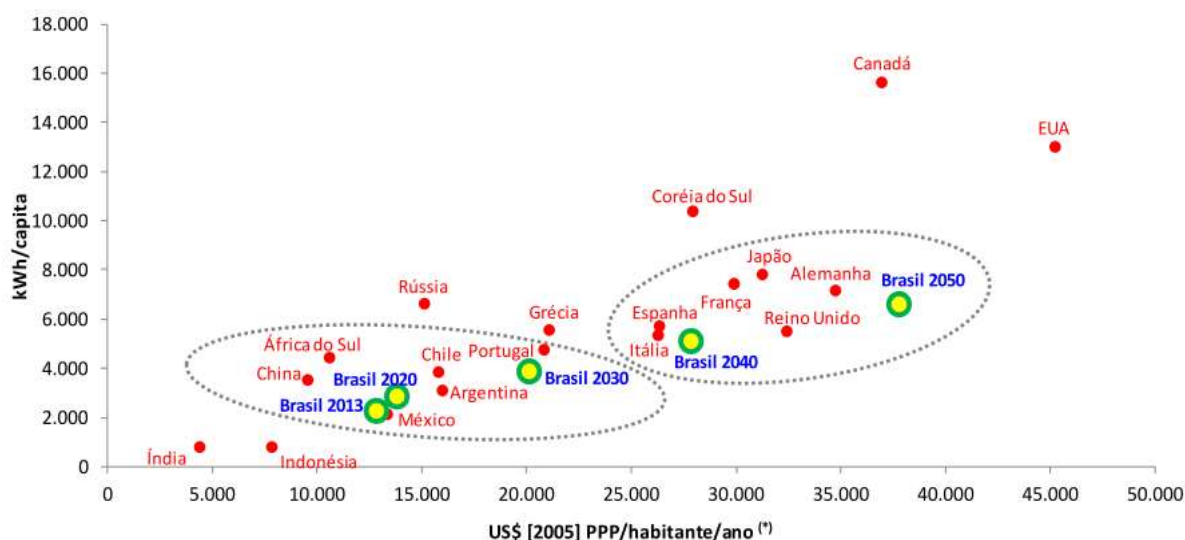
Figura 1 – Evolução do Consumo per Capita de Eletricidade, no horizonte até 2050.



Fonte: MME (2016a).

A título de comparação, a Figura 2, ilustra uma estimativa da trajetória brasileira no longo prazo do consumo per capita de eletricidade, em comparação com os níveis de consumo de outros países em 2013.

Figura 2 – Consumo per Capita de Eletricidade, comparação internacional.



Fonte: MME (2016a).

De acordo com a Figura 2, o Brasil hoje está posicionado nos mesmos patamares que o México e Argentina. Já na projeção do consumo de eletricidade para 2050, o Brasil evolui no sentido de um maior consumo elétrico per capita, se mantendo no mesmo patamar que a Alemanha em 2013.

No que tange ao planejamento energético, para suprir o aumento da demanda de energia elétrica, uma solução é a expansão da oferta descentralizada de energia, ou seja, uma produção de energia perto do ponto de consumo, com atendimento prioritário à demanda e com escalas relativamente reduzidas, o que caracteriza a definição e uso de uma Geração Distribuída (GD) (MME, 2007; MME, 2016a).

De maneira complementar, a geração distribuída é definida pelo Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), como uma central de geração suficientemente menor do que usinas geradoras centrais de forma a permitir a interligação em redes de distribuição e próxima ao consumidor, conforme exposto em (IEEE apud DONDI et al., 2002).

Outros estímulos e benefícios que justificam a utilização da GD em sistemas elétricos foram identificados pela International Energy Agency (IEA) em cinco principais fatores (IEA, 2002):

- Desenvolvimento de tecnologias de geração distribuída associado à diversificação da matriz energética;
- Restrições sobre a construção de novas linhas de transmissão;
- Aumento da demanda dos clientes por energia elétrica altamente confiável;
- Liberalização do mercado de eletricidade;
- Preocupações sobre a mudança climática e a sustentabilidade ambiental.

Apesar dos atrativos que fomentam grandes esforços mundiais, os estudos e a aplicação de diferentes tecnologias à geração distribuída se encontram em fase de desenvolvimento.

Neste contexto, embora haja um crescente interesse em novas fontes alternativas de energia elétrica, tendo em vista a preocupação com a confiabilidade do sistema e com a sustentabilidade ambiental, para que os geradores distribuídos possam de fato beneficiar a operação das redes elétricas, seus impactos técnicos devem ser cuidadosamente estudados, sobretudo em sistemas de distribuição.

A integração de uma geração distribuída pode provocar efeitos nas redes de distribuição, que destoam de uma abordagem de operação tradicional, e podem ser classificados em três aspectos: técnico, comercial e regulatório (LOPES et al., 2007).

Problemas de regulação de tensão, qualidade de energia, proteção e estabilidade são questões técnicas e operacionais com as quais se deparam os usuários da rede na medida em que a geração distribuída se difunde (LOPES et al., 2007; DONDI et al., 2002; SANTOS et al., 2013).

Já os aspectos comerciais e regulatórios possuem obstáculos a serem contornados para incentivar a conexão de geração distribuída, através de regras definidas sobre as responsabilidades do agente no acesso, regulação das tarifas vigentes, regulamentação para os requisitos ambientais de conexão e de políticas adequadas que apoiem a integração da GD (LOPES et al., 2007; ROMAGNOLI, 2005).

Os impactos técnicos causados pela influência das gerações distribuídas serão escopo deste trabalho, que avaliará as dificuldades com a Qualidade da Energia Elétrica (QEE), que segundo Dugan *et al.* (DUGAN et al., 2003) pode ser definida como qualquer problema no sistema elétrico expresso em desvios da tensão, corrente ou frequência que resultem em falha ou má operação de equipamentos dos consumidores.

A relação entre a geração distribuída e qualidade da energia é ambígua. Por um lado, muitos autores enfatizam os efeitos curativos da geração distribuída para os problemas de qualidade da energia (PEPERMANS et al., 2005). Por exemplo, em áreas onde o suporte da tensão é difícil, a geração distribuída pode contribuir para um aumento da tensão na rede (BAYOD-RÚJULA et al., 2009).

Em sentido contrário, a introdução em larga escala de unidades de geração de energia descentralizada pode levar à instabilidade do perfil da tensão: devido a GD permitir a inversão do fluxo de potência ativa e gestão do fluxo de potência reativa, podendo fornecer ou absorver reativo do sistema (BAYOD-RÚJULA et al., 2009).

Além disso, o fluxo de potência bidirecional dificulta os ajustes do sistema de proteção da rede, pois curtos-circuitos e sobrecargas são supridos por várias fontes, onde cada uma não pode, independentemente, detectar as anomalias ocorridas. (PEPERMANS et al., 2005; MARTINEZ-VELASCO et al., 2007).

Eventualmente uma situação de ilhamento, operação ilhada da GD, ocorre quando a rede local mantém uma parte da rede desconectada, enquanto o gerador está energizado levando à situação de perigo as equipes que estejam realizando reparação nas proximidades (PEPERMANS et al., 2005; LOPES et al., 2007).

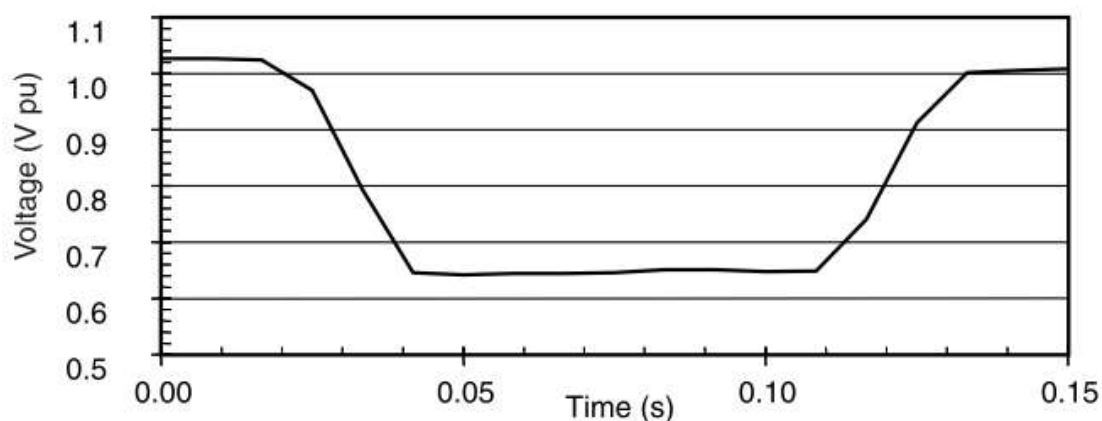
Entre os principais distúrbios de QEE afetados pela geração distribuída, como interrupções sustentadas, regulação de tensão, harmônicos e afundamentos de tensão, como descrito em (DUGAN et al., 2003), destaca-se o comportamento dos afundamentos de tensão na presença de geração e minigeração distribuída.

Os afundamentos de tensão podem ser definidos como uma redução no valor eficaz da tensão, igual ou superior a 0,1 p.u., e inferior a 0,9 p.u., com duração entre 0,5 ciclo e 1 minuto, na frequência fundamental do sistema (DUGAN et al., 2003; GOSWAMI et al., 2008).

De acordo com Bollen (BOLLEN, 2002) os afundamentos de tensão são caracterizados como reduções de curta duração da tensão eficaz, causado por curtos-circuitos, sobrecargas ou

pela partida de grandes motores. A Figura 3 ilustra o comportamento de um afundamento de tensão típico associado a uma falta fase-terra em um alimentador.

Figura 3 – Forma de onda do evento de afundamento de tensão.



Fonte: DUGAN et al. (2003).

O interesse em afundamentos de tensão é apontado como um dos principais fatores, que justificam análise da QEE devido aos transtornos que causam no sistema, visto que são capazes de sensibilizar dispositivos de proteção, ocasionar paradas nos processos produtivos e danos em equipamentos, provocando grandes prejuízos financeiros a clientes conectados ao sistema de fornecimento de energia (KEMPNER et al, 2013).

Em vista disso, os estudos dos impactos e da severidade dos afundamentos de tensão mediante presença de geração distribuída são de fundamental importância para o estabelecimento da análise da propagação dos afundamentos e verificação de sensibilidade de cada barra conectada ao sistema, demarcando assim as áreas de risco do sistema onde os afundamentos serão mais críticos e evidentes. Além de contribuir para verificação da robustez nos pontos de suprimento de energia.

Esse trabalho aborda a avaliação dos impactos dos afundamentos de tensão, mediante curtos-circuitos monofásicos, bifásicos com terra e trifásicos aplicados em todas as barras de um sistema de distribuição, diante das seguintes gerações distribuídas: pequenas centrais hidrelétricas, térmicas à biomassa e fontes fotovoltaicas.

Cada uma das gerações distribuídas citadas é inserida na rede elétrica de acordo com sua capacidade instalada, ou seja, apresentam duas formas de representação, uma como geração distribuída e outra como minigeração distribuída, conforme classificação definida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em (ANEEL, 2012).

Outra análise realizada nesse trabalho é o exame das diferenças no comportamento da propagação dos afundamentos de tensão, com a aplicação de geração e minigeração distribuídas, conforme localização, tipo e tamanho da geração.

## 1.1 OBJETIVOS DO TRABALHO

Os objetivos dessa pesquisa de mestrado estão listados abaixo:

- Avaliar a severidade dos impactos dos afundamentos de tensão através da propagação destes, demarcando assim as áreas de risco do sistema, e determinando as posições mais sensibilizadas pelo afundamento.
- Comparar os níveis dos impactos dos afundamentos causados pela geração distribuída e pela minigeração distribuída, traçando análises por tipo de geração estudada e por tipo de curto-circuito aplicado.
- Estabelecer os índices que definem a robustez do sistema estudado, após a conexão da geração distribuída e da minigeração distribuída, tomando como critério de avaliação a severidade dos impactos dos afundamentos de tensão.

## 1.2 ORGANIZAÇÃO TEXTUAL

Além do capítulo introdutório, este trabalho é desenvolvido em cinco capítulos adicionais:

- Capítulo 2 – Aborda as características da geração distribuída, compreendendo um breve histórico, as definições e normas envolvidas, detalhando o perfil das gerações utilizadas neste trabalho, bem como informa os impactos causados por sua conexão.

- Capítulo 3 - Apresenta as etapas desenvolvidas no estudo de caso, caracterizando o distúrbio de afundamento de tensão e como ele será abordado neste trabalho, bem como a modelagem de cada componente do sistema de distribuição utilizado, inclusive à modelagem de cada geração distribuída, com as considerações aplicadas no problema e a base de dados adotada.
- Capítulo 4 - Expõe os resultados das simulações computacionais e da propagação dos afundamentos de tensão, com delimitação das áreas de risco do sistema em análise. Comparação dos efeitos dos afundamentos de tensão de acordo com cada curto-circuito aplicado e geração distribuída analisada.
- Capítulo 5 - Define os índices de robustez do sistema de distribuição, através da severidade dos impactos dos afundamentos de tensão.
- Capítulo 6 - Apresenta as conclusões da pesquisa de mestrado e sugestões para trabalhos futuros.

## 2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Neste Capítulo é realizada uma análise acerca da utilização da geração distribuída em redes de distribuição.

Detalha-se ao longo do capítulo, uma visão histórica sobre a aplicação das gerações distribuídas, definindo suas características e normatização correlata, explicitando de forma sumária as peculiaridades de suas tecnologias, bem como identificando os benefícios e impactos na conexão com sistemas de potência.

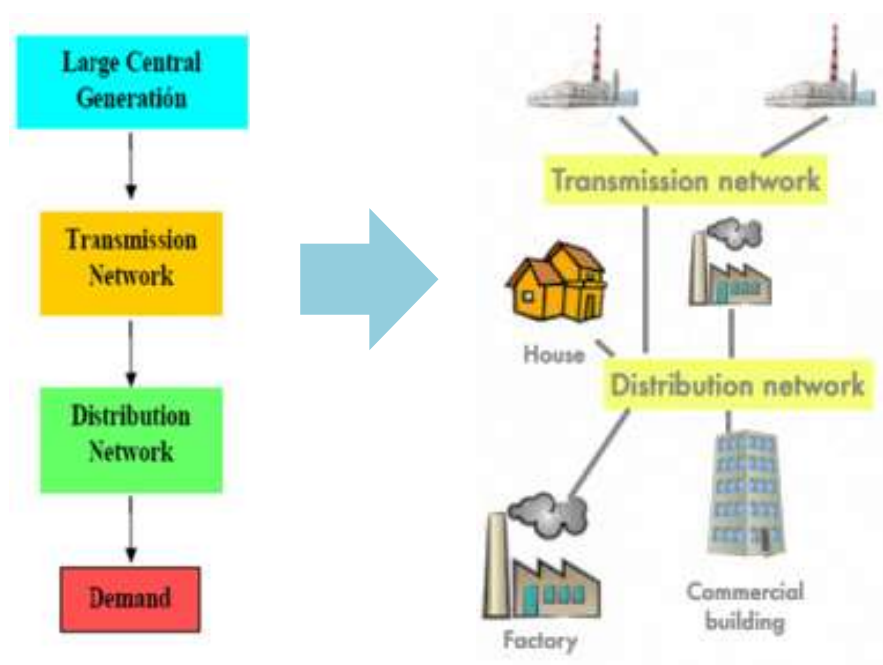
### 2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Os primeiros sistemas elétricos de potência entraram em funcionamento com geração e transmissão em corrente contínua, para atender cargas destinadas essencialmente à iluminação pública local. Na configuração dos sistemas, havia limitações do uso de corrente contínua nos transportes de energia, que apresentavam problemas com o aumento das perdas por efeito Joule, provocando aquecimento nos condutores.

Dessa maneira, à medida que se afastava das usinas, transportando energia a distâncias maiores, era obrigatório à construção de novas usinas, ou seja, unidades geradoras eram instaladas próximas aos centros de carga. Sob esse aspecto, pode-se concluir que os primeiros sistemas de energia elétrica eram constituídos por gerações distribuídas.

No entanto, com o avanço das tecnologias e necessidade da transmissão de energia a maiores distâncias, os sistemas de energia localizados foram substituídos por grandes usinas e uma ampla rede de linhas de transmissão, tornando a estrutura energética centralizada, com topologia radial, sem presença de fontes de energia em seus centros de carga e fluxo de potência unidirecional (RAMOS, 2009). Na Figura 4, segue a representação de um sistema centralizado.

Figura 4 – Sistemas Centralizados de Energia

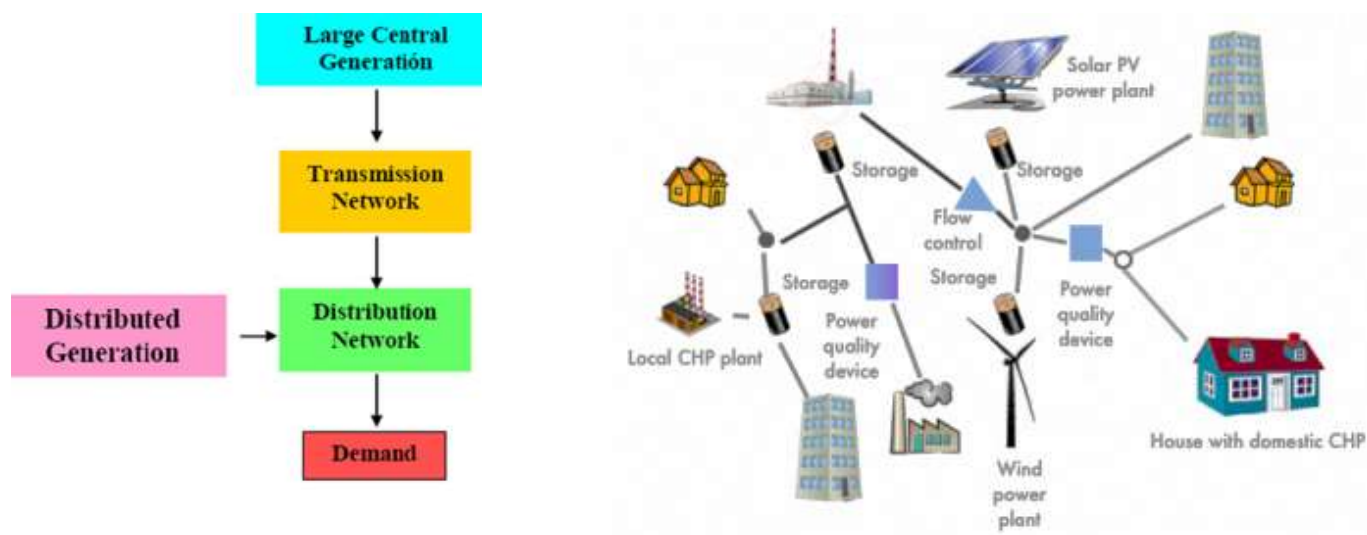


Fonte: adaptado de Bayod-Rújula (2009)

Em contrapartida, devido a fatores diversos, tais como: rápida expansão da demanda, tempo exigido para construção ou ampliação dos sistemas já existentes, questões ambientais com uso de energia limpa e menores impactos causados por grandes construções e sobrecarga das linhas de transmissão, favorecem o aproveitamento da geração de pequeno porte.

Por conseguinte, a estrutura energética descentralizada de uma geração distribuída vem novamente tomando espaço nos sistemas elétricos mundiais, apresentando vários benefícios nos âmbitos de confiabilidade, proteção ambiental e qualidade da energia (PEPERMANS et al., 2005). Na Figura 5, segue a representação de um sistema distribuído de energia.

Figura 5 – Sistemas Distribuídos de Energia



Fonte: adaptado de Bayod-Rújula (2009)

No Brasil, a operação desse sistema distribuído de energia só teve início na década de 90, a partir da reestruturação do setor elétrico, que proporcionou por meio de incentivos governamentais, um aumento do interesse de empresas privadas em investir na produção de energia elétrica. Por exemplo, a ANEEL, através da Resolução N° 77/2004, estabelece que os empreendimentos com potência instalada inferior a 30 MW podem requerer descontos que chegam a até 50% nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão (LUIZ, 2012, ANEEL, 2004).

Assim a reestruturação do setor elétrico, contribuiu para alteração do paradigma da centralização da geração, trazendo novos desafios e tornando economicamente viável a operação de geradores em paralelo com os sistemas de distribuição. Essa nova alternativa de topologia se consolida a cada dia.

## 2.2 DEFINIÇÃO E NORMAS APLICÁVEIS

O conceito de GD não está completamente definido, pois vários autores, agências e órgãos reguladores interpretam-na de maneiras distintas.

Diferentemente dos conceitos da EPE e do IEEE, já expostos no Capítulo 1, seguem mais algumas definições:

De acordo com ANEEL (2016b), em seu glossário, a geração distribuída é definida como centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas - ou não - pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Terminologia usada para um conjunto de tecnologias de geração elétrica eficiente e de porte reduzido, de equipamentos de controle e de armazenamento de eletricidade que aproximam a geração elétrica do consumidor (ANEEL, 2016b).

Segundo a IEA (2002), a GD é uma planta de geração servindo a um consumidor no local ou fornecendo suporte para uma rede de distribuição, conectada na rede no nível de tensão de distribuição.

Por sua vez o Internacional Council on Large Electric Systems (CIGRÈ), interpreta a GD como unidades de geração com capacidade máxima de 100 MW, que geralmente são conectadas à rede de distribuição e que não têm seu despacho centralizado (CIGRÈ apud ACKERMANN et al., 2001).

Todas essas definições de GD, como outras encontradas na literatura, convergem em algumas características específicas, como:

- Geração de energia elétrica próxima aos centros de cargas;
- Capacidade de geração de energia de pequeno porte;
- Despacho não centralizado.

Diante das diferentes abordagens sobre o significado da geração distribuída, adota-se nesse trabalho a seguinte definição pra GD: Central geradora de energia elétrica interligada em redes de distribuição, próxima ao ponto de consumo.

Na literatura, também é bastante comum, haver distintos tratamentos para classificação da geração distribuída quanto a sua capacidade instalada. Desse modo, a categorização adotada no texto é a indicada pela ANEEL, através da Resolução Normativa N°482/2012, que teve essa subclassificação alterada recentemente pela Resolução Normativa N°687/2015, como explicitado na Figura 6 (ANEEL, 2012; ANEEL, 2015a).

Figura 6 – Classificação Atual da Geração Distribuída



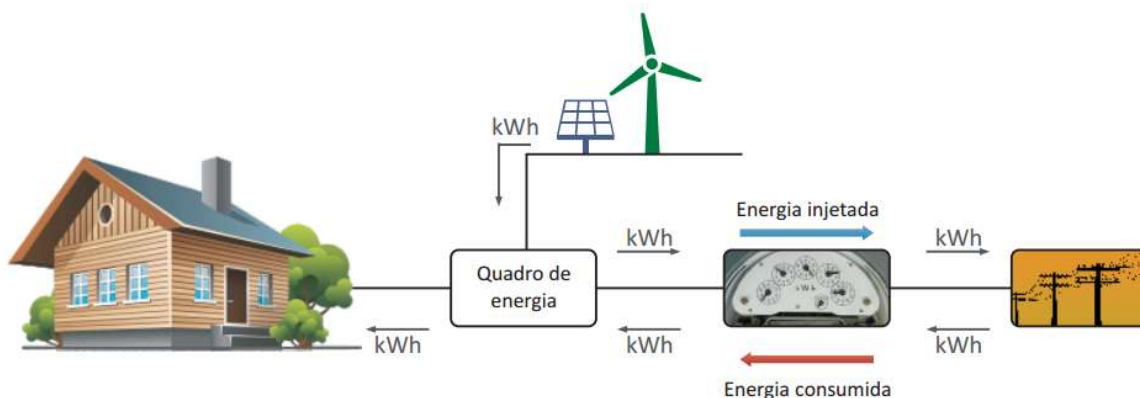
Fonte: próprio autor.

Para gerações distribuídas com potência instalada acima de 3MW para fontes hídricas e maiores que 5MW para demais fontes de energia, é adotado a terminologia de geração distribuída, apenas.

A Resolução N°482/2012 dispõe, ainda, das condições gerais para acesso de geração de energia nas unidades consumidoras, destinadas a reduzir barreiras para instalação de GD de pequeno porte.

A nova resolução cria o Sistema de Compensação de Energia, que permite ao consumidor instalar pequenos geradores em sua unidade consumidora e trocar energia com a distribuidora local, sendo válida para geradores que utilizem fontes incentivadas de energia como hídrica, solar, biomassa, eólica e cogeração (ANEEL, 2016c). A Figura 7 indica como funciona o fluxo de energia elétrica no sistema de compensação.

Figura 7 – Sistemas de Compensação de Energia Elétrica



Fonte: ANEEL, 2016c.

Pelo sistema da Figura 7, a unidade geradora instalada em uma residência, por exemplo, produzirá energia e o que não for consumido será injetado no sistema da distribuidora, que utilizará o crédito para abater o consumo dos meses subsequentes.

O sistema de compensação de energia proporcionou um crescimento significativo nas conexões de geração distribuída, como comprovado por dados publicados pela ANEEL em 2016, apresentando o número de conexões acumuladas por intermédio de unidades consumidoras nos anos de 2012 a 2015 aos sistemas de distribuição, conforme Figura 8 (ANEEL, 2016d).

Figura 8 – Número de Conexões das Gerações Distribuídas



Fonte: ANEEL, 2016d.

Em 2012 eram apenas três conexões no território nacional e em 2015, 1.731 consumidores produzem energia em suas instalações, um aumento expressivo em um curto espaço de tempo, justificado pelas permissões e facilidades previstas nas resoluções mencionadas.

Existem, ainda, instrumentos normativos internacionais e nacionais que visam regular a conexão da GD à rede de distribuição. Podem-se citar, como exemplos, respectivamente as normas IEEE Std 1547-2003 “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power System”, e os Procedimentos de Distribuição (PRODIST) apresentados pelo Módulo 3, de Acesso ao Sistema de Distribuição (IEEE, 2003; ANEEL 2016e). Regras para conexões de gerações distribuídas também são definidas por cada concessionária, responsável pela rede de distribuição, a qual se deseja ligação.

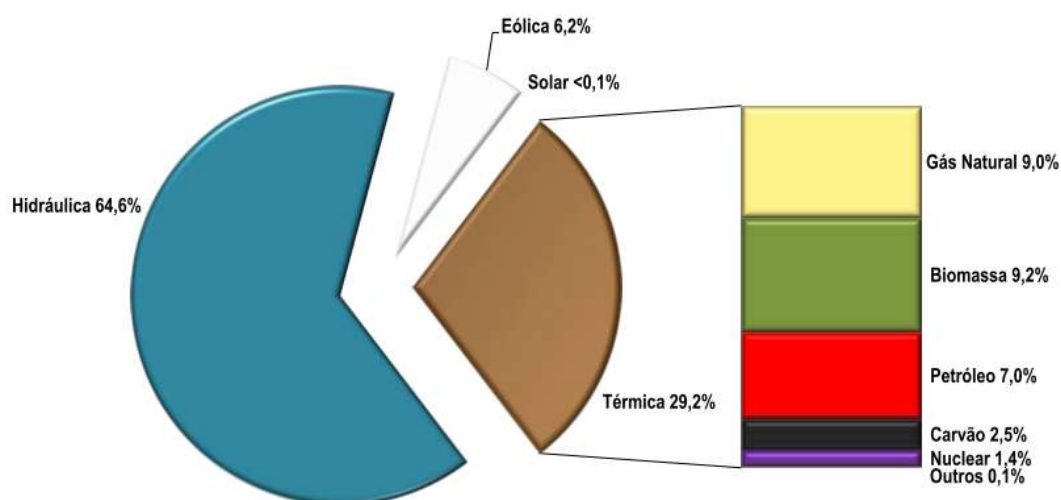
Apesar dos avanços significativos alcançados em relação à inserção da GD em redes de distribuição, as normas e diretrizes encontram-se em fase de construção, pois os efeitos da interação entre a GD e a rede de distribuição não foram completamente estudados e compreendidos, principalmente para um grande número de GD conectada no sistema.

## 2.3 TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Com o consumo crescente de energia elétrica e o impacto ambiental e social causados pelas fontes de energia tradicionais, a implantação de GD tornou-se muito atrativa, em virtude da possibilidade de utilização de fontes renováveis e do maior rigor nas políticas e regulamentações ambientais.

Nesse sentido, a matriz energética brasileira vem diversificando a participação de fontes renováveis na produção de energia elétrica, conforme indicado na Figura 9, que apresenta a participação atual de todas as fontes de energia que compõem a capacidade instalada de geração do país (MME, 2016b; ANEEL, 2016f).

Figura 9 – Matriz de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica



Fonte: MME, 2016b.

As principais tecnologias de GD utilizando fontes renováveis são as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), térmicas à biomassa, geradores eólicos e painéis fotovoltaicos.

A exploração dessas fontes é um importante mecanismo para a diversificação da matriz energética do país. Elas viabilizam a apropriação de vantagens técnicas, ambientais e socioeconômicas quanto à competitividade no mercado de projetos de geração de fontes alternativas, garantindo maior confiabilidade e segurança ao abastecimento.

A seguir será caracterizada de maneira sintetizada, cada fonte de energia estudada no escopo desse trabalho, que compreende as PCH, térmicas à biomassa e a geração fotovoltaica.

### 2.3.1 Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH

As pequenas centrais hidrelétricas são hidrelétricas de pequeno porte, que possui uma classificação definida de acordo com sua potência instalada e o tamanho do seu reservatório (TOLMASQUIM, 2016). A ANEEL conceitua as PCH, como: empreendimentos destinados a autoprodução ou produção independente de energia elétrica, cuja potência seja superior a 3.000

kW e igual ou inferior a 30.000 kW, com área de reservatório de até 13 km<sup>2</sup> (ANEEL, 2015b).

De acordo com o Banco de Informações da Geração (BIG) da ANEEL, em agosto de 2016, existem em operação 449 PCH, que corresponde a 4859 MW de potência instalada, representando 3,29% da potência total em operação no país (ANEEL, 2016f).

A participação dessa fonte de energia na matriz energética nacional é incentivada pelos órgãos governamentais, por possibilitar um melhor atendimento da demanda a pequenos centros de carga, em áreas periféricas ao sistema de transmissão.

Por isso, incentivos como, a isenção de pagamento da taxa de compensação financeira aos estados e municípios e redução da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição (TUST e TUSD), foram estabelecidos com o intuito de aumentar a expansão da oferta dessa energia.

Outros pontos relevantes sobre PCH são apresentados por (PINTO, 2014; SILVA, 2014):

- O custo de implantação de uma PCH é menor que o de uma Usina Hidrelétrica (UHE), bem como os impactos ambientais, visto que praticamente não há área alagada, facilitando inclusive a obtenção de licenças ambientais;
- As PCH ainda apresentam tempo de instalação elevado, o qual pode chegar a três anos. Soma-se a esse, o tempo de construção, em torno de dois anos;
- As PCH não são despachadas pelo ONS.

Em função das PCH serem empreendimentos rentáveis e atrativos, o mercado mostra-se promissor. Há a possibilidade de aumentar em mais de nove vezes o potencial de geração de PCH, o que agregaria ao parque gerador brasileiro em torno de mil novas plantas (LUIZ, 2012).

### **2.3.2 Térmicas à Biomassa**

As termelétricas à biomassa são mais uma alternativa para a diversificação da matriz energética nacional, a qual utiliza como combustível matéria orgânica.

O termo biomassa abrange várias matérias primas, a saber: bagaço da cana de açúcar, lenha, carvão vegetal, resíduos urbanos, biogás, lixívia, óleos vegetais, resíduos vegetais (casca de arroz, por exemplo) e outras culturas (TOLMASQUIM, 2016).

Dentre as matérias primas citadas, há algumas que estão vinculadas a processos industriais, como no caso do bagaço de cana-de-açúcar que já vem sendo tradicionalmente utilizado nas usinas de açúcar e etanol para obtenção de energia elétrica e calor, em um processo de cogeração de energia.

O uso da biomassa para geração de energia elétrica apresenta vantagens para o sistema elétrico, tanto em termos técnico-operacionais quanto em termos socioambientais.

Em termos técnico-operacionais é importante destacar o fato de que, as usinas termelétricas a biomassa são facilmente despacháveis, além de serem implantadas próximas ao centro de carga, evitando a construção de extensas linhas de transmissão.

Quanto aos aspectos socioambientais, uma das vantagens do uso da biomassa é o fato de ser uma energia renovável e que contribui para a mitigação das mudanças climáticas. Nesse sentido, apesar da queima da biomassa gerar emissões de CO<sub>2</sub>, entende-se que o carbono emitido é o mesmo que foi absorvido pela planta no processo de fotossíntese e, assim, o balanço é nulo (TOLMASQUIM, 2016; SILVA, 2014).

Os principais entraves ao uso da biomassa na geração de energia são a baixa eficiência termodinâmica das plantas industriais e os custos relativamente altos de produção e transporte. Esses entraves tendem a ser contornados, a médio e longo prazo, pelo desenvolvimento, aplicação e aprimoramento de novas e eficientes tecnologias de conversão energética da biomassa ou através dos processos de cogeração (BOLLEN, 2011; LUIZ, 2012).

O instrumento normativo que estabelece os requisitos necessários à outorga de autorização para exploração de Usinas Termelétricas encontra-se na Resolução Normativa N°390/2009 da ANEEL (ANEEL, 2009).

Atualmente, observa-se a participação da biomassa em 9,2% dos empreendimentos de geração termelétrica em operação no país, conforme ilustrado na Figura 9, anteriormente mencionada. Em médio e longo prazo, a exaustão de fontes não renováveis e pressões ambientalistas poderão acarretar maior aproveitamento energético da biomassa.

### 2.3.3 Energia Solar Fotovoltaica

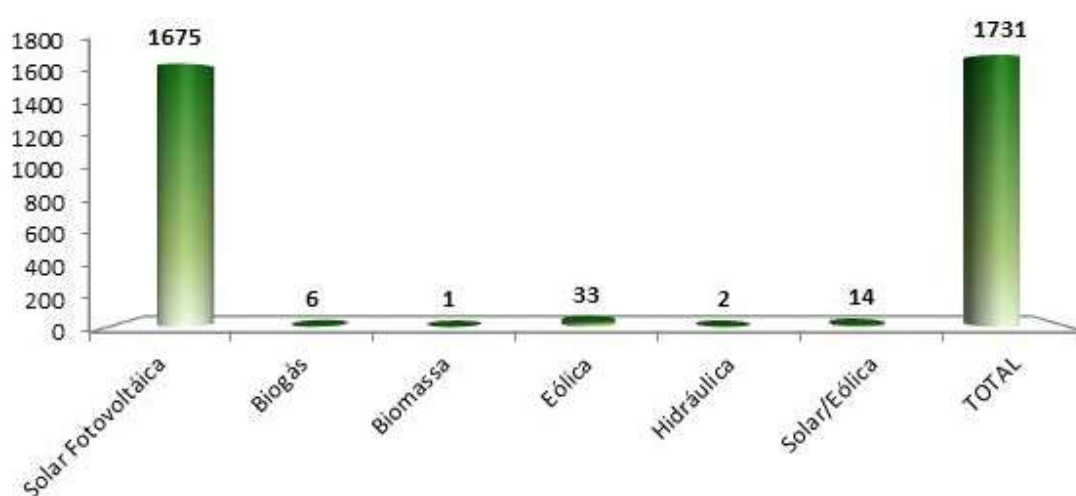
A geração solar ocorre através da conversão da energia luminosa do sol em energia elétrica a partir de células fotovoltaicas.

A produção de energia através do aproveitamento da radiação solar está condicionada tanto ao posicionamento geográfico do local de implantação dos painéis fotovoltaicos, quanto às condições atmosféricas, o que limita sua aplicabilidade (BOLLEN; HASSAN, 2011).

A eficiência de conversão das células solares é medida pela proporção da radiação solar incidente sobre a superfície da célula que é convertida em energia elétrica. Neste caso, o Brasil possui grande potencial para geração de energia elétrica a partir de energia solar ao longo de seu território, por ser localizado próximo aos trópicos.

As células fotovoltaicas já constituem uma tecnologia aplicável em locais distantes ou de difícil acesso, e sua conexão ao sistema elétrico de distribuição está recebendo grandes incentivos governamentais, devido a recente regulação para sistema de compensação de energia (ANEEL, 2015a), apresentando um crescimento acentuado de conexão de micro e minigerações distribuídas nas redes de baixa e média tensão, adotados principalmente pelos consumidores residenciais. Conforme publicado pela ANEEL (2016d), pode-se visualizar na Figura 10, o número de conexões de unidades consumidoras por fonte utilizadas.

Figura 10 – Número de Conexões por Fonte



Fonte: ANEEL, 2016d.

### 2.3.4 Tipos de Conexão da Geração Distribuída

Os tipos de conexão das gerações distribuídas com o Sistema Elétrico de Potência (SEP) podem ser significativamente diferentes quando comparadas aos sistemas tradicionais de geração.

Cada tipo de fonte de energia possui suas peculiaridades sobre a forma de conexão entre a GD e a rede elétrica. De maneira geral, as gerações de energia podem ser acopladas diretamente a rede elétrica ou serem conectadas através de interfaces eletrônicas.

No caso das gerações termelétricas e PCH utilizam geradores em Corrente Alternada (CA) em sincronismo com o restante do sistema elétrico de potência, acoplados, portanto, diretamente com a rede.

Enquanto os sistemas fotovoltaicos devem ser conectados à rede elétrica por meio de inversores porque tais sistemas geram energia elétrica em Corrente Contínua (CC) (ACKERMANN et al, 2001).

A Tabela 1 apresenta um resumo das interfaces de conexão entre as gerações distribuídas em análise neste trabalho e a rede elétrica.

Tabela 1 – Interface das Tecnologias para Diferentes Fontes de Energia

<b>Tipo de Fonte de Energia</b>	<b>Gerador Elétrico</b>	<b>Equipamentos de Eletrônica de Potência</b>
PCH	GS	N/A
Termelétricas à Biomassa	GS/GI	N/A
Solar Fotovoltaica	N/A	CC/CA

GS: Gerador Síncrono; GI: Gerador de Indução; N/A: Não se Aplica; CC/CA: Inversor.

Fonte: adaptado de BOLLEN; HASSAN (2011).

Neste trabalho, as máquinas síncronas são utilizadas como unidades geradoras nas fontes termelétricas e nas PCH, onde a potência mecânica pode ser controlada, além de serem capazes de injetar na rede elétrica tanto energia ativa como reativa.

Ao passo que a fonte solar utiliza células fotovoltaicas na geração de energia elétrica, acopladas a rede de distribuição através de interfaces eletrônicas, que possui a função de condicionar a energia elétrica gerada, convertendo a energia em CC para CA.

## 2.4 IMPACTOS NA INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Redes de eletricidade são sistemas complexos, integrados e com uma interação sensível entre os geradores, os sistemas de transmissão e distribuição e as demandas.

Os sistemas tradicionais de energia, com estruturas centralizadas que controlam o despacho de potência de várias regiões de um lugar, com consumidores passivos e fluxo unidirecional, estão modificando sua disposição com a inserção de gerações distribuídas.

A integração das gerações distribuídas provoca alterações na estrutura de transmissão e distribuição de rede, no planejamento e nos procedimentos operacionais. Os impactos resultantes dessa incorporação devem ser estudados, a fim de avaliar as consequências de sua conexão à rede elétrica.

Nesta seção, portanto, serão mencionadas as vantagens e desvantagens da inserção de GD, de acordo com os seguintes critérios: capacidade de geração, número de geradores conectados na mesma usina, tipo do gerador e localização da interconexão no sistema elétrico.

### 2.4.1 Benefícios da Aplicação de Geração Distribuída

A conexão da geração distribuída ao sistema elétrico de potência pode trazer melhorias sobre diversas perspectivas, acarretando em benefícios aos consumidores, à concessionária, ao sistema elétrico interligado e aos agentes geradores, como enumerados a seguir:

**1. Atenuação da Capacidade de Transmissão e Distribuição de Energia:** a GD pode proporcionar redução do carregamento das redes em condições de sobrecarga ou congestionamento, garantindo maior flexibilidade operativa, devido a sua proximidade com os pontos de demanda. Esse benefício pode causar o adiamento de investimentos em subestações de transformação e em capacidade adicional de transmissão (DUGAN et al., 2003; DIAS et al., 2005; BAYOD-RÚJULA et al., 2009).

**2. Aumento dos Índices de Confiabilidade:** A inserção de geração distribuída pode proporcionar um aumento nos índices de confiabilidade do sistema elétrico, tanto do ponto de vista do consumidor, quanto do ponto de vista da concessionária, evitando interrupções de fornecimento de energia elétrica. Aumentando a confiabilidade do sistema próximo a geração local (RAMOS, 2009; BITTENCOURT, 2011).

**3. Melhoria do Perfil de Tensão:** A integração da GD nos sistemas de distribuição está sendo vista como a solução de problemas relacionados com os afundamentos de tensão, pois a unidade de GD contribui para o aumento no nível de tensão em sistemas de distribuição radiais. Além de melhorar a regulação de tensão da linha em regime permanente. (PEPERMANS et al., 2005; RAMOS, 2009).

**4. Requisitos Ambientais:** Regulamentações ambientais mais rígidas têm induzido os investidores a buscar opções por fontes de energia limpas, com menor impacto ambiental e com melhor relação custo-benefício. Com unidades de geração de menor porte, a GD atenua a necessidade de construção de centrais geradoras de grande porte e de novas linhas de transmissão. Com isso a GD proporciona um atendimento mais rápido ao crescimento da carga, associado ao ganho ambiental devido a característica da GD de emitir baixos níveis de poluentes (DUGAN et al., 2003; GONÇALVES, 2004; SOUZA, 2009).

**5. Reestruturação dos Mercados de Energia:** Com a grande variedade de tecnologias existentes e uma vasta possibilidade de emprego em diversos arranjos de venda e compra de energia, a GD tornou-se o foco de investimentos na área de energia elétrica. Além disso, o interesse de consumidores em adotar o sistema de compensação de energia elétrica junto à

concessionária local também aumenta o número de investimentos em geração distribuída (DUGAN et al., 2003; GONÇALVES, 2004; ANEEL, 2016c).

**6. Fornecimento de Energia em Áreas Remotas:** Com a utilização de geração distribuída pode-se fornecer energia elétrica para áreas remotas com baixa densidade de carga, de maneira mais econômica e tecnicamente viável (RAMOS, 2009; SILVA, 2014).

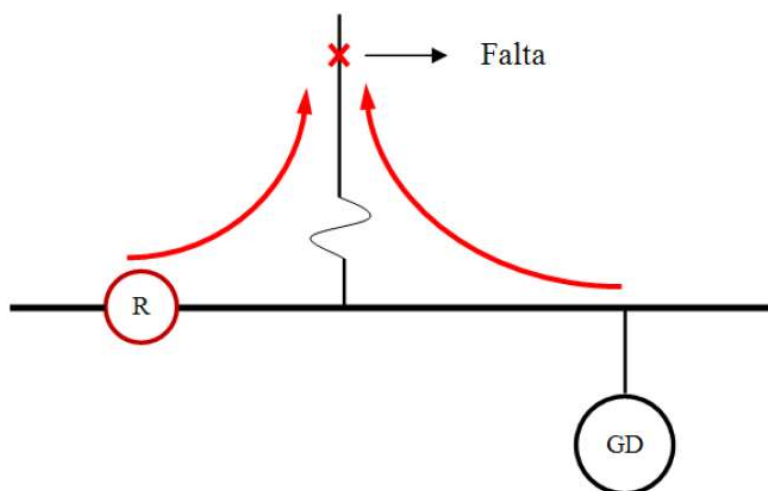
#### **2.4.2 Desvantagens da Aplicação de Geração Distribuída**

As unidades de geração distribuída podem afetar de forma negativa o sistema elétrico de potência, conforme explicitado nos tópicos a seguir:

**1. Alterações nos Níveis de Curto-Circuito:** No projeto de um sistema de distribuição, a capacidade de curto-circuito é usada para especificar equipamentos, tais como: transformadores, disjuntores, religadores e fusíveis. Esta medida também é considerada na coordenação dos equipamentos de proteção. Com a inserção da GD ocorrerá uma elevação nos níveis de curto-circuito da rede. Estes níveis não devem superar os valores do projeto antes da interconexão com a rede da concessionária, caso contrário, devem ser definidas medidas para a sua adequação. (BITTENCOURT, 2011).

**2. Perda da Coordenação do Sistema de Proteção:** Após a inserção de um gerador distribuído em uma determinada rede de distribuição com características radiais, se faz necessária a elaboração de um estudo detalhado da redistribuição dos fluxos de potência e consequentemente das correntes de curto-circuito, pois a fonte da GD colabora para as correntes de falta, como indicado na Figura 11. (RAMOS, 2009; BITTENCOURT, 2011).

Figura 11 – Contribuição dos geradores distribuídos para a corrente de falta.



Fonte: RAMOS (2009).

O estudo da coordenação da proteção após a inserção da GD abrange a reavaliação dos ajustes nos parâmetros dos equipamentos de proteção, sendo que estes são realizados considerando os geradores e os equipamentos do sistema existentes no momento da falta.

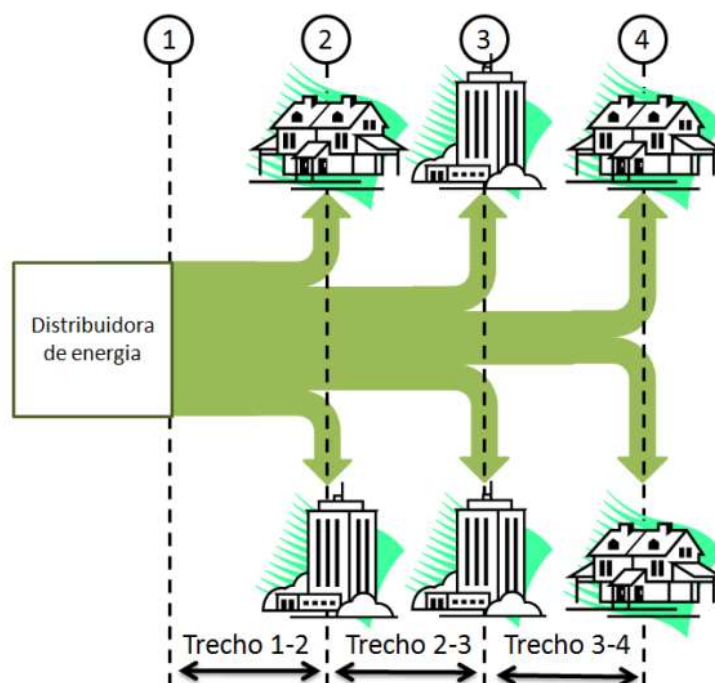
**3. Impactos do Ilhamento:** O fenômeno do ilhamento ocorre quando pelo menos uma unidade de GD na rede de distribuição permanece operando e alimentando alguma área, tendo o sistema sido desligado (intencionalmente ou não) por algum motivo. O ilhamento pode ser muito útil, pois pode-se manter cargas prioritárias alimentadas, mesmo que o restante do sistema esteja desenergizado. No entanto, alguns pontos negativos do ilhamento são indicados a seguir (SHAYANI, 2010 ; BITTENCOURT, 2011):

- Risco de morte para os funcionários da concessionária de distribuição que realizam manutenção nos alimentadores e até para a população desavisada, pois a linha pode manter-se energizada quando se espera que esteja desconectada de todas as fontes de energia;
- Dificuldade de manter respectivamente a frequência e a tensão dentro dos limites definidos quando operando ilhado. Risco para as concessionárias pelo não atendimento dos requisitos de qualidade de fornecimento;

- Possibilidade de danos físicos aos equipamentos da unidade consumidora, caso os parâmetros de tensão e frequência fiquem fora das faixas toleráveis, por não mais serem controlados pela concessionária no ilhamento;
- Recomposição do sistema fora de sincronismo, ou seja, no caso de não haver função para verificar o sincronismo do alimentador com a geração;

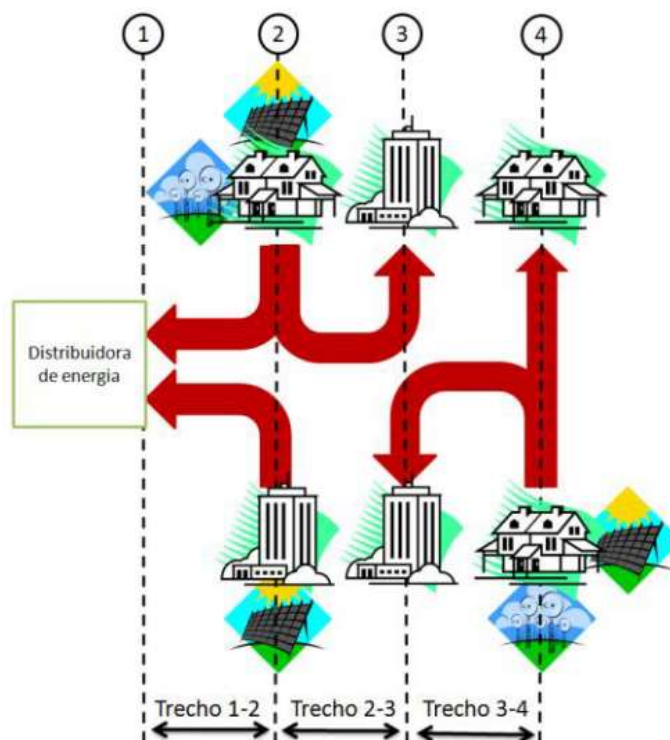
**4. Modificação do Fluxo de Potência em Redes Radiais de Distribuição:** Com a utilização da GD, passam a existir diversos pontos de geração interligados à rede de distribuição, alterando drasticamente o fluxo de potência. Nessa situação, o fluxo não é mais unidirecional e a subestação da distribuidora pode até receber potência ao invés de fornecê-la, causando impactos na rede, principalmente do ponto de vista da proteção do sistema de distribuição, no que diz respeito aos ajustes de parâmetros e devida coordenação. A alteração do fluxo de potência pode ser mais bem visualizada nas Figuras 12 e 13.

Figura 12 – Fluxo de Potência em um alimentador radial de distribuição.



Fonte: SHAYANI (2010)

Figura 13 – Fluxo de Potência em um alimentador radial de distribuição com geração distribuída.



Fonte: SHAYANI (2010)

## 2.5 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Esse capítulo tratou a geração distribuída por meio da contextualização do tema, indicando como, quando e porque ocorreu seu surgimento, bem como expôs suas diversas definições perante a literatura.

Além disso, abordou as características das fontes de gerações no universo de análise que compreendem esta dissertação, indicando os pontos relevantes de cada geração.

Por fim, listou os benefícios e os impactos da presença da geração distribuída em redes de distribuição, onde se pode destacar a influência desta conexão sob os aspectos da QEE, e mais estritamente ao comportamento do perfil de tensão, quando sujeito à faltas, conforme será analisado neste trabalho.

Diante da exposição dos impactos causados pela GD, nota-se que o modelo de um sistema de energia elétrica sustentável, com matriz energética diversificada e geração de energia limpa, ainda passa por um processo de transição e estruturação, que só alcançará melhores resultados baseado em estudos e pesquisas sobre o tema.

### **3 ESTUDO DE CASO E A MODELAGEM DO SISTEMA**

Como visto anteriormente, conectar geração distribuída em redes de distribuição é um desafio diante dos impactos negativos que refletem em todos os usuários do sistema elétrico, especialmente sobre o aspecto da qualidade da energia elétrica.

A fim de analisar o comportamento e o desempenho de um sistema elétrico, do ponto de vista dos alicerces de tensão com a presença de geração distribuída, este capítulo irá expor a modelagem do sistema de distribuição utilizado, bem como as características e parametrizações de cada componente envolvido e os modelos de GD empregados na pesquisa.

Mediante a particularização dos elementos do sistema, a implementação destes em modelagem computacional será detalhada, do mesmo modo que as etapas do desenvolvimento do estudo, relatando todos os tipos de falta aplicados.

#### **3.1 ESTUDO DE CASO**

##### **3.1.1 Estudo dos Alicerces de Tensão no Contexto da QEE**

No ambiente em que o setor elétrico está inserido, além de um mercado de energia descentralizado, de topologias diferentes na rede de distribuição à medida que a GD é instalada, do uso intensivo de equipamentos eletroeletrônicos dentro das indústrias e de aumento no número de consumidores, manter qualidade no fornecimento de energia elétrica tornou-se um desafio para as concessionárias.

Para estas, fornecer energia de boa qualidade é quando as grandezas de tensão e corrente atendem a limites específicos estabelecidos pelos órgãos reguladores. Já do ponto de vista do consumidor a energia é de boa qualidade quando equipamentos funcionam de maneira adequada, sem danos para os mesmos (RAMOS, 2009).

De um modo geral um serviço de energia elétrica é de boa qualidade quando garante, a custos viáveis, o funcionamento seguro e confiável de equipamentos, sem afetar o meio ambiente e o bem-estar das pessoas (OLIVEIRA, 2004).

Os diversos distúrbios que ocorrem em um sistema elétrico e que afetam a QEE podem ser agrupados de acordo com a sua duração, intensidade e tipo de ocorrência. A seguir, será

apresentado um resumo dos tipos de distúrbios normalmente presentes no sistema elétrico (DUGAN et al., 2003; IEEE, 1998; IEC, 1990).

Tabela 2 – Classificação e Características de Distúrbios de QEE

<b>Categorias</b>	<b>Denominação</b>	<b>Classificação</b>	<b>Conteúdo Espectral Típico</b>	<b>Duração</b>	<b>Amplitude</b>
<b>Transitórios</b>	Impulsivo	Nanosegundo	5ns	<50ns	
		Microsegundo	1µs	50ns – 1ms	
		Milisegundo	0,1ms	>1ms	
	Oscilatório	Baixa Frequência	< 5 kHz	0,3 – 50ms	0 – 4 pu
		Média Frequência	5 – 500 kHz	20µs	0 – 4 pu
		Alta Frequência	0,5 - 5MHz	5µs	0 – 4 pu
<b>Variações de Curta Duração</b>	Instantânea	Interrupção		0,5 ciclo – 30 ciclos	< 0,1 pu
		Afundamentos de Tensão		0,5 ciclo – 30 ciclos	0,1 – 0,9 pu
		Elevação de Tensão		0,5 ciclo – 30 ciclos	1,1 – 1,8 pu
	Momentânea	Interrupção		30 ciclos – 3s	< 0,1 pu
		Afundamentos de Tensão		30 ciclos – 3s	0,1 – 0,9 pu
		Elevação de Tensão		30 ciclos – 3s	1,1 – 1,4 pu
	Temporária	Interrupção		3s – 1 min	< 0,1 pu
		Afundamentos de Tensão		3s – 1 min	0,1 – 0,9 pu
		Elevação de Tensão		3s – 1 min	1,1 – 1,2 pu
<b>Variações de Longa Duração</b>	Interrupção Sustentada			> 1 min	0 pu
	Subtensão			> 1 min	0,8 – 0,9 pu
	Sobretensão			> 1 min	1,1 – 1,2 pu
<b>Desbalanço de Tensão</b>				Regime Permanente	0,5 – 2 %
<b>Distorção da Forma de Onda</b>	Nível CC			Regime Permanente	0 – 0,1%
	Harmônicas		Ordem 0 – 100	Regime Permanente	0 – 20%

	Inter-harmônicas		0 – 6kHz	Regime Permanente	0 – 2%
	Recorte da Forma de Onda (Notching)			Regime Permanente	
	Ruído		Faixa ampla	Regime Permanente	0,10%
<b>Flutuação de Tensão</b>			< 25Hz	Intermitente	0,1 – 7%
<b>Variações da Frequência do Sistema</b>				< 10s	

Fonte: Adaptado de DUGAN (2003).

De todos os distúrbios mencionados na Tabela 2, as variações de tensão de curta duração, no âmbito dos afundamentos de tensão serão objeto de estudo deste trabalho, com o objetivo de verificar os impactos causados pelas mesmas em sistemas elétricos com geração distribuída.

O conceito de afundamento de tensão aplicado por DUGAN (2003) exposto no capítulo 1 e ilustrado na Figura 3, norteará esta dissertação.

No Brasil, tanto o ONS através dos Procedimentos de Rede, Submódulo 25.6, que estabelece a definição e formulação dos indicadores de desempenho relacionados à QEE (ONS, 2010), quanto a ANEEL, por meio dos Procedimentos de Distribuição, Módulo 8, que determina as diretrizes e parâmetros dos fenômenos relativos à QEE (ANEEL, 2016g), definem as Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD) como desvios significativos no valor eficaz da tensão em curtos intervalos de tempo. A única diferença entre essas duas normas é a classificação da variação temporária de tensão, pois o ONS segue o critério exposto na Tabela 2, enquanto a ANEEL amplia a duração da variação temporária de tensão de 3 segundos até 3 minutos.

As principais causas dos afundamentos de tensão são as partidas de motores e as ocorrências de faltas (curtos-circuitos) no sistema elétrico. Os afundamentos de tensão causados por partidas de grandes motores podem ser controlados a partir de processos de partida indireta, onde se destaca a partida com chave estrela-triângulo, com chaves compensadoras, com chaves estáticas e utilizando reostato. Essa solução torna as magnitudes de tensão não severas o bastante para afetar a operação de cargas sensíveis (CARVALHO, 1997).

Já o curto-circuito provoca uma grande elevação de corrente, que por sua vez, ocasiona grandes afundamentos de tensão decorrentes da interação com as impedâncias do sistema, afetando, portanto, a operação de certos equipamentos eletroeletrônicos sensíveis ao distúrbio (KEMPNER, 2012).

Os curtos-circuitos no sistema elétrico, sem sombra de dúvida, são as principais causas dos afundamentos de tensão devido à existência de milhares de quilômetros de linhas aéreas no sistema de distribuição, sujeito a todo tipo de fenômenos naturais, bem como aos problemas inerentes do sistema (LEBORGNE, 2003).

As faltas em linhas aéreas acontecem em sua maioria por causa da incidência de descargas atmosféricas, que no caso dos sistemas de distribuição tornam o problema mais crítico devido à ausência de cabos guarda. Além disso, a ocorrência de curtos-circuitos também está associada, entre outros, aos vendavais, contatos por animais e árvores, defeitos em equipamentos e falhas humanas.

Diante das diversas causas para incidência de afundamentos de tensão, exploradas a pouco, cabe às concessionárias verificar os meios de monitoramento desses distúrbios, a fim de garantir a qualidade no fornecimento de energia elétrica.

### **3.1.2 Métodos de Determinação dos Afundamentos de Tensão**

O afundamento de tensão é definido através de três características: magnitude, duração e taxa de ocorrência. Para determinação destas características podem ser utilizados alguns métodos, como: medição, avaliação estocástica e simulações.

#### **3.1.2.1 Medição**

A medição do afundamento de tensão consiste, basicamente, na monitorização do sistema elétrico junto ao consumidor. Em complemento, a medição também poderá ser estendida ao sistema de distribuição e transmissão. Esta monitorização é dividida em três fases: a seleção dos monitores, monitorização e a apresentação dos dados obtidos (CARVALHO, 1997).

A seleção dos monitores deve ser feita de modo que a magnitude, instante e durações dos afundamentos de tensão sejam armazenadas. Dessa maneira, Registradores Digitais de Perturbação (RDP) são instalados para monitoramento do sistema de distribuição. Métodos para alocação eficientes desses medidores podem ser consultados em ALMEIDA (2007) e em KEMPNER (2012).

Essa forma de determinação dos afundamentos de tensão em um sistema de distribuição apresenta a desvantagem de que para obter informações representativas sobre os afundamentos de tensão, como a severidade de sua ocorrência em determinado ponto do sistema, tornam-se necessários longos períodos de monitoração e investimentos financeiros. A Tabela 3, encontrada em Bollen (2002), mostra o tempo de medição de acordo com a frequência de afundamentos na barra e precisão dos resultados.

Tabela 3 – Tempo de Monitoramento de Afundamentos de Tensão.

<b>Frequência de Eventos</b>	<b>50% de precisão</b>	<b>10% de precisão</b>	<b>2% de precisão</b>
1 por dia	2 semanas	1 ano	25 anos
1 por semana	4 meses	7 anos	200 anos
1 por mês	1 ano	30 anos	800 anos
1 por ano	16 anos	400 anos	10000 anos

Fonte: Adaptado de Bollen (2002).

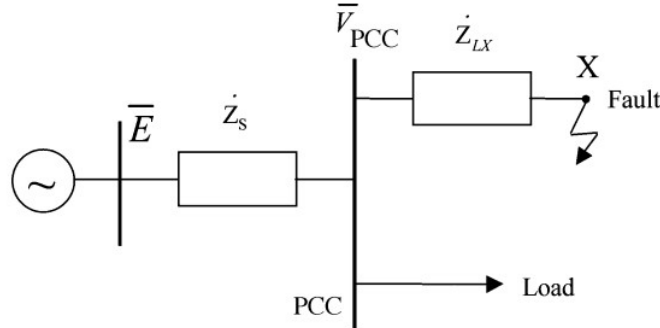
De acordo com a Tabela 3, se na barra de interesse ocorrer um afundamento por semana, serão necessários sete anos de medição para se ter uma precisão de 10% nos resultados.

### 3.1.2.2 Avaliação Estocástica

A metodologia para previsão estocástica e analítica dos afundamentos de tensão, apresentam dois métodos sugeridos por Bollen et al. (1998) e Olguin et al. (2005): o Método da Distância Crítica (MDC) e o Método das Posições de Falta (MPF).

O método da distância crítica consiste em determinar a distância entre um ponto sob falta e um ponto específico de monitoramento, chamado Ponto de Acoplamento Comum (PCC), conforme Figura 14.

Figura 14 – Aplicação do Método da Distância Crítica para Circuito Radial



Fonte: CARPINELLI, et al. (2009)

Este método é facilmente aplicado a sistemas radiais, porém com aplicação limitada em grandes redes, compostas de sistemas malhados, devido à complexidade da implementação computacional do método (GOSWAMI, 2008).

A distância crítica ( $L_{crit}$ ) é definida como a distância da falta até o PCC que causa um determinado valor de afundamento de tensão. A amplitude desse afundamento representa o limiar de sensibilidade do consumidor, pois quando a tensão no PCC for menor que um valor de tensão crítica estabelecida ( $V_{crit}$ ), poderá se definir a distância crítica, assumindo-se que a carga certamente irá falhar para faltas que ocorram aquém dessa distância (RAMOS, 2009).

Tendo como referência a barra que representa o PCC, ilustrado na Figura 14 e desprezando a corrente de carga, a tensão nesta barra para uma falta trifásica no ponto X, considerando a tensão pré-falta igual a 1 p.u, é definida através de um divisor de tensão, conforme equação (1).

$$V_{PCC} = \frac{Z_{LX} + Z_f}{Z_s + Z_{LX} + Z_f} \quad (1)$$

Onde:

$V_{PCC}$  = Tensão no Ponto de Acoplamento Comum (p.u);

$Z_s$  = Impedância entre a fonte e o PCC (p.u);

$Z_{LX}$  = Impedância entre o PCC e o ponto da falta X (p.u);

$Z_f$  = Impedância de falta (p.u)

A distância crítica  $L_{crit}$  é calculada através da equação (2) desenvolvida em Leborgne (2003):

$$L_{crit} = \left( \frac{Z_s}{z} \right) \frac{V_{crit}}{1 - V_{crit}} \quad (2)$$

Onde:

$L_{crit}$  = Distância Crítica (Km);

$Z_s$  = Impedância entre a fonte e o PCC (p.u);

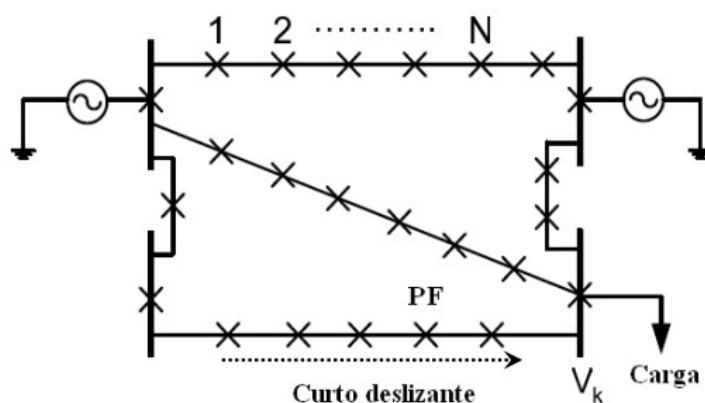
$z$  = Impedância por quilômetro do alimentador ( $\Omega/\text{Km}$ );

$V_{crit}$  = Tensão Crítica no PCC (V)

O método das posições de falta, conhecido como método do curto-circuito deslizante, tem sido amplamente utilizado no cálculo dos afundamentos de tensão em sistemas elétricos de potência de grande porte, contemplando sistemas radiais e em malha.

Seu princípio, proposto pela primeira vez por Conrad et al. (1991), está baseado na sistemática de aplicação de faltas em posições diferentes ao longo do sistema elétrico, principalmente nas linhas de transmissão e distribuição, além de observar o comportamento da tensão nos barramentos de interesse, conforme Figura 15.

Figura 15 – Método das Posições de Falta



Fonte: RAMOS (2009).

Este método encontra-se ilustrado na Figura 15, onde se podem observar diversos pontos de aplicação de curto-circuito ao longo das linhas. Neste caso, deseja-se conhecer o comportamento da tensão na barra do consumidor N à medida que o Ponto de Falta (PF) é deslocado de posição (LEGBORNE, 2003). As tensões resultantes em todos os barramentos são então armazenadas para a construção de uma Matriz de Tensão Durante a situação de Falta (MTDF).

Na matriz MTDF cada elemento (i, j) representa um vetor da tensão durante a falta em um nó i quando ocorre um curto-circuito em um nó j. Para um curto trifásico, por exemplo, as tensões remanescentes podem ser definidas pelas equações (3) e (4) (CARPINELLI et al., 2009).

$$[MTDF] = [V_{pf}] - [Z_{barra}] \cdot (diag([Z_{barra}])^{-1} \cdot diag([V_{pf}])) \quad (3)$$

Onde:

[MTDF] = Matriz de Tensão Durante a situação de Falta (p.u);

[V<sub>pf</sub>] = Matriz de Tensão Pré-falta (p.u);

[Z<sub>barra</sub>] = Matriz de Impedância de Barra;

diag([Z<sub>barra</sub>])<sup>-1</sup> = Matriz formada pelo inverso dos elementos da diagonal da matriz impedância de barra;

diag([V<sub>pf</sub>]) = Matriz Diagonal da Tensão Pré-falta (p.u).

Assumindo-se as tensões de pré-falta como sendo 1 p.u., a equação 3 pode ser escrita como a expressão 4, onde a matriz [ones] é uma matriz de uns, com dimensão igual à dimensão da matriz Z<sub>barra</sub>.

$$[MTDF] = [ones] - [Z_{barra}] \cdot (diag([Z_{barra}])^{-1}) \quad (4)$$

Constata-se, então, que este método fornece uma visão global da resposta do sistema de energia para as situações de curto-circuito, a partir da mensuração das magnitudes dos afundamentos de tensão em todos os nós, para qualquer situação de falta observada nas barras.

### 3.1.2.3 Simulações

Como a maioria dos afundamentos de tensão são motivados por faltas no sistema elétrico, costuma-se utilizar programas que simulam os curtos-circuitos para o cálculo da intensidade do afundamento de tensão.

Essas ferramentas de simulação podem realizar o cálculo de afundamentos de tensão tanto no domínio do tempo quanto no domínio da frequência. Os métodos de análise no domínio do tempo exigem mais detalhes dos equipamentos da rede, porém, apresentam como vantagem a descrição completa da tensão no momento da falta (MARTINEZ-VELASCO et al, 2007).

Por outro lado, os métodos de predição no domínio da frequência são mais simples de serem aplicados, fornecendo o valor da tensão remanescente no momento da falta, com a desvantagem que a duração do afundamento de tensão deve ser estimada de acordo com o tempo de extinção do defeito ou até a atuação do sistema de proteção (SILVA, 2004).

O estudo de caso desta dissertação utilizará como método de determinação de afundamentos de tensão ocorridos em um sistema de distribuição, as simulações no domínio do tempo, através do programa computacional ATP (Alternative Transients Program) via interface gráfica ATPDraw.

O software traz diversos recursos para modelagens e simulações de sistemas elétricos de potência. Nele é possível realizar a modelagem de elementos com parâmetros concentrados e distribuídos, geradores, transformadores, chaves, entre outros. Toda a modelagem dos componentes utilizados na simulação do sistema de distribuição em estudo será detalhada mais adiante na seção Modelagem do Sistema.

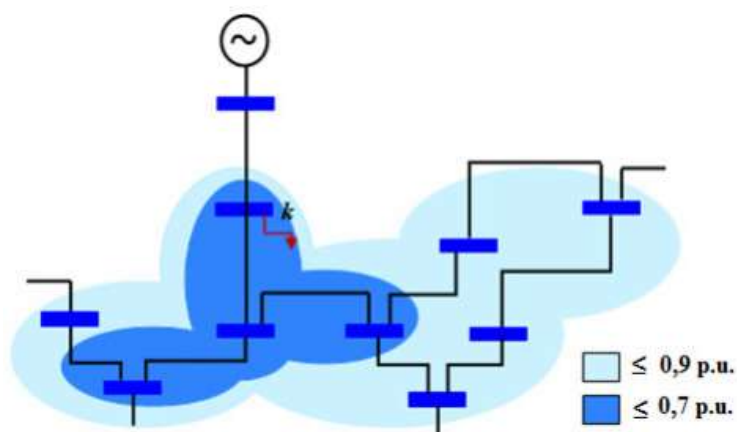
### 3.1.3 Propagação dos Afundamentos de Tensão e Robustez do Sistema

A análise de afundamento de tensão pode ser considerada uma tarefa complexa por envolver diversos fatores que influenciam em suas características, como o tipo, a localização e a impedância de falta, a influência da conexão de transformadores, a tensão pré-falta, o desempenho do sistema de proteção, a potência de curto-circuito de cada barra e a topologia do sistema (CARVALHO, 1997; RAMOS, 2009).

A forma como o afundamento de tensão se propaga em um sistema de distribuição terá a influência de todos esses fatores relacionados, portanto, a ocorrência de um curto-circuito em uma barra não tem efeito isolado, devendo haver regiões do sistema onde os distúrbios serão mais evidentes.

Uma das maneiras possíveis de analisar a propagação dos afundamentos de tensão é realizar um estudo de influência de uma determinada falta, simulada numa barra genérica “k”, nas demais barras do sistema, identificando a área afetada pelo defeito simulado (CARPINELLI et al., 2009). A extensão da propagação do distúrbio está sempre associada a uma tensão de referência, ou seja, irá depender de um limiar de tensão previamente estabelecido. Dessa maneira, a Figura 16 ilustra duas grandes áreas que experimentam tensões com intensidade inferior ou igual a 0,9 p.u e com amplitudes inferiores ou iguais a 0,7p.u, durante a ocorrência de falta na barra k. Ou seja, essas áreas são denominadas áreas afetadas pela falta na barra k, levando em consideração os limites pré-definidos.

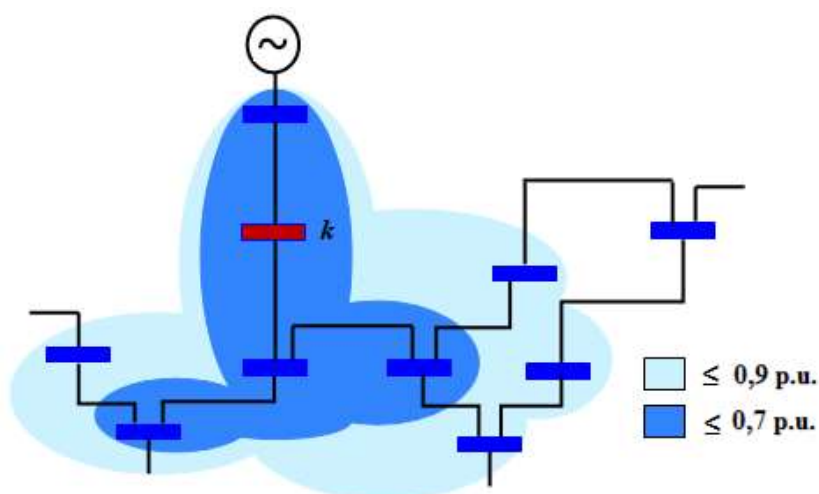
Figura 16 – Diagrama da Área Afetada



Fonte: KEMPNER (2012).

Outra maneira de realizar a análise é manter a atenção em uma determinada barra e verificar a área de vulnerabilidade desta diante das faltas ocorridas nas demais barras (GOSWAMI et al., 2008). A Figura 17 indica as áreas expostas que abrangem os barramentos onde a ocorrência de faltas levará a afundamentos de tensão na barra analisada k, dentro dos limites críticos estabelecidos.

Figura 17 – Diagrama da Área de Vulnerabilidade



Fonte: KEMPNER (2012).

Assim sendo, torna-se factível determinar as posições que são mais sensibilizadas pelas possíveis faltas no sistema de distribuição para a avaliação da probabilidade de equipamentos sensíveis serem submetidos a uma tensão abaixo do seu limiar de funcionamento, além da possibilidade de análise da robustez do sistema.

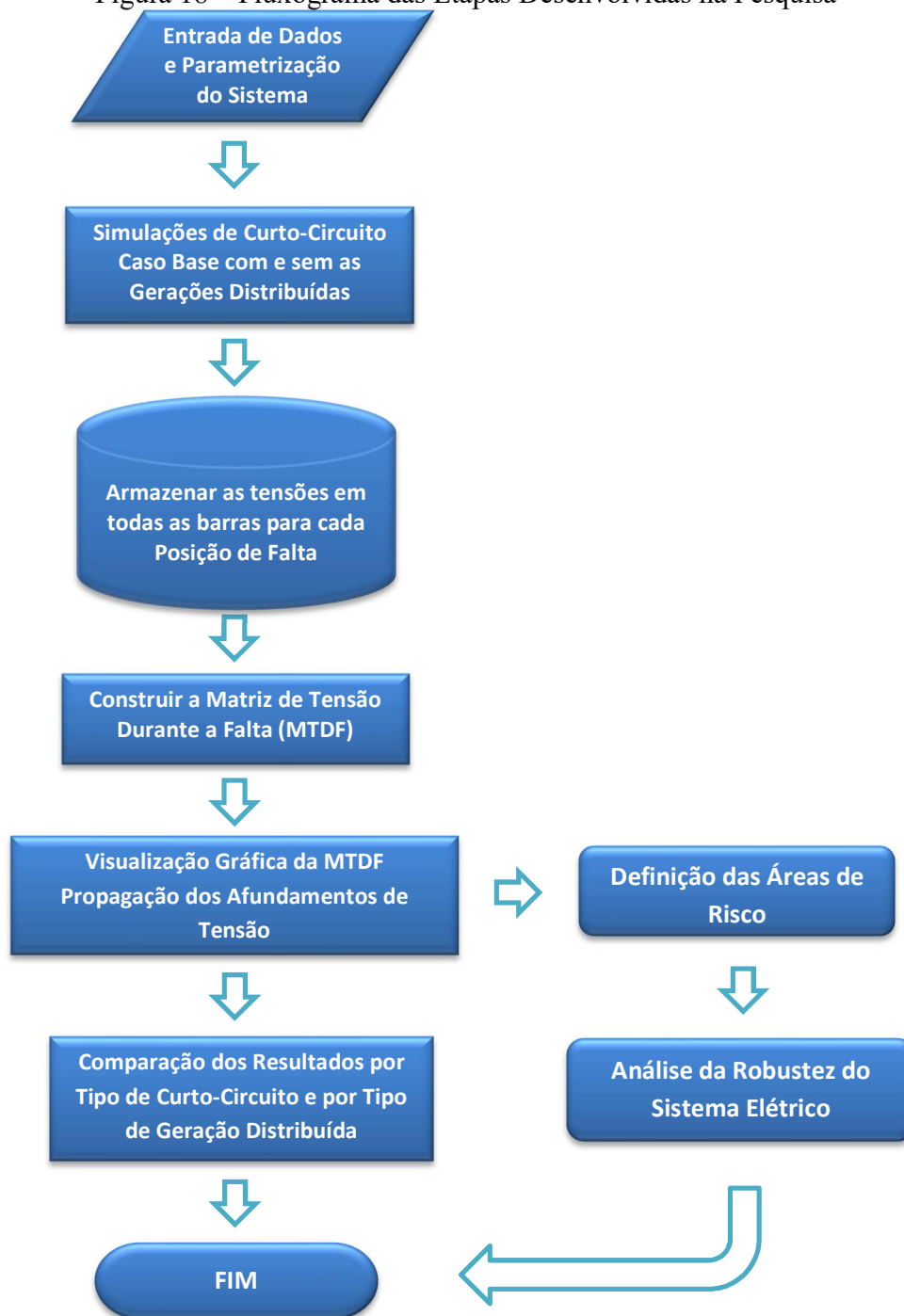
A robustez de um sistema elétrico de potência é definida como a capacidade intrínseca do sistema em manter os níveis de perturbação mesmo quando as condições externas mudam. À vista disso, o desempenho do sistema elétrico será avaliado por meio de índices provenientes da análise de propagação do afundamento de tensão, associado à potência de curto-circuito das barras.

Além disso, de posse da MTDF, através da visualização gráfica, torna-se possível observar de maneira compacta todas as tensões registradas, em todos os barramentos do sistema. A MTDF é então representada por um esquema gráfico de cores, onde uma escala de grau corresponde à intensidade dos afundamentos do sistema de distribuição (CARPINELLI et al, 2009; KEMPNER, 2012).

### 3.1.4 Etapas de Desenvolvimento do Estudo

O estudo de caso desenvolvido nesta pesquisa foi sintetizado em um fluxograma, Figura 18, para o melhor entendimento das etapas que devem ser cumpridas no alcance dos objetivos descritos no item 1.1.

Figura 18 – Fluxograma das Etapas Desenvolvidas na Pesquisa



Fonte: próprio autor.

## 3.2 MODELAGEM DO SISTEMA

### 3.2.1 Sistema Elétrico Analisado

Os parâmetros e orientações para a modelagem do sistema de distribuição de 28 barras foram extraídos de uma rede de distribuição real, inserida no Sistema Interligado Nacional (SIN), que compreende os níveis de tensão de 69kV e 13,8kV, tipicamente utilizado pelas concessionárias do país.

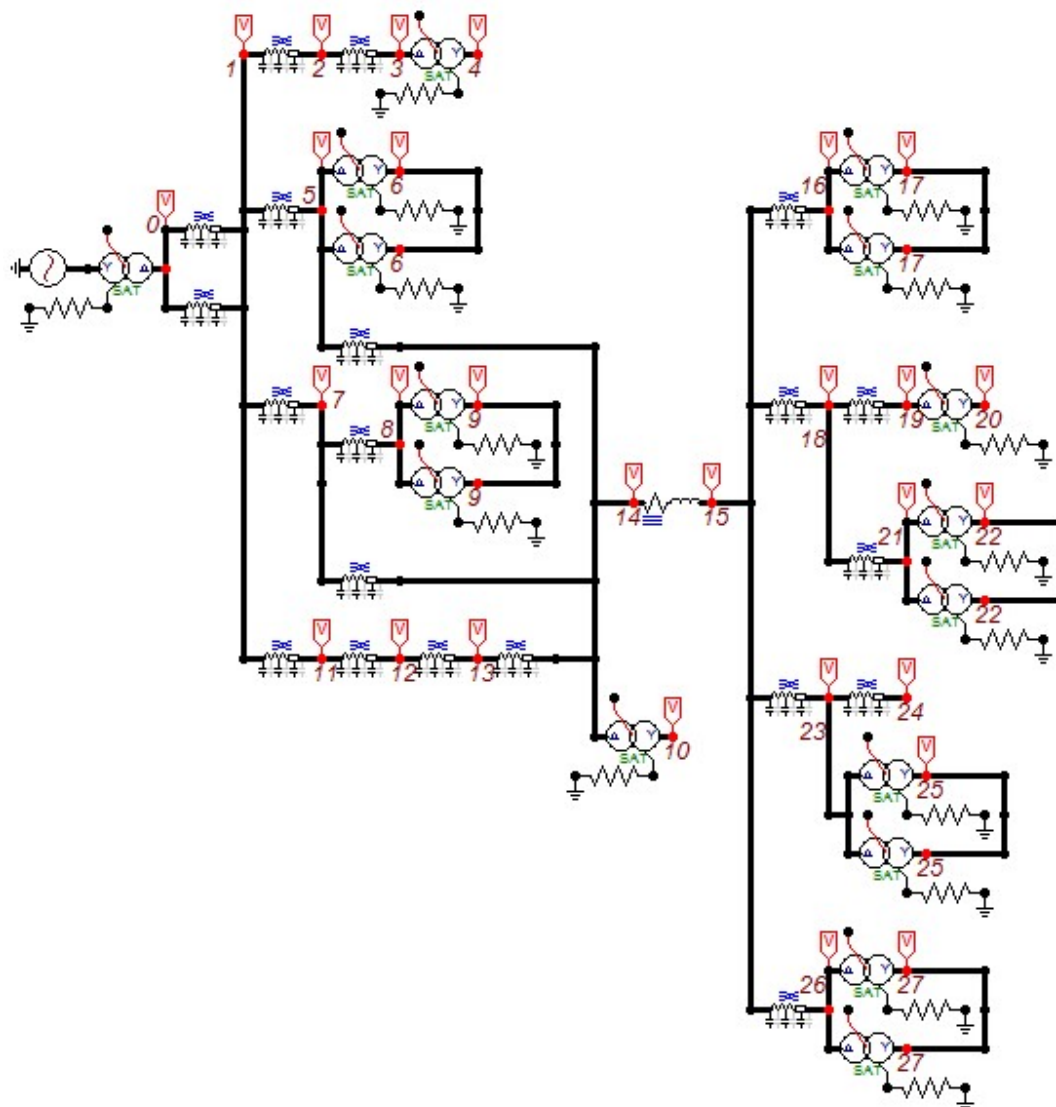
O sistema de distribuição em análise, composto de 28 barras, é conectado em delta no nível de tensão de 69kV e conectado em estrela aterrado no nível de tensão de 13,8kV, sendo todos os cabos aéreos e transpostos.

Na representação do sistema foi desprezada a contribuição das correntes de carga e dos elementos shunts das linhas e dos transformadores operando com derivação fora da nominal, pois usualmente a corrente de curto é muito maior que as correntes que circulam por estes componentes. Assim sendo, verificou-se que esta simplificação não afeta a precisão dos resultados das simulações.

As numerações das barras do sistema foram atribuídas e adaptadas conforme critério prático da inspeção da rede, optando-se pela numeração sequencial dos nós que são eletricamente próximos uns dos outros. O diagrama unifilar do sistema de distribuição de 28 barras pode ser observado na Figura 19.



Figura 20 – Configuração espacial do sistema de 28 barras no ATPDraw.



Fonte: próprio autor.

No arranjo da Figura 20, em todas as barras do sistema verificam-se as magnitudes das tensões remanescentes em todos os nós, devido a um curto-circuito simulado em uma barra do sistema de distribuição.

A seguir serão apresentadas as características de todos os componentes envolvidos no sistema em apreciação.

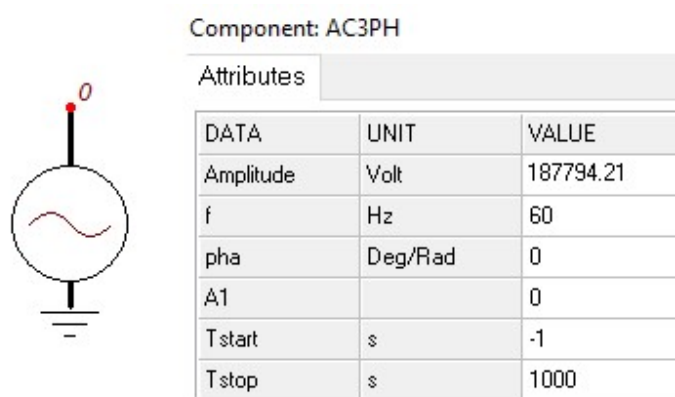
### 3.2.2.1 Fonte de Tensão e Barra de Referência

A barra de referência, chamada de barra 0, corresponde ao nó do sistema de onde é proveniente a principal fonte de geração de energia elétrica do sistema. A barra de referência tem a função de fornecer referência angular e de magnitude de tensão do sistema.

Dessa maneira, o gerador é considerado como parte externa do sistema, e é modelado através de uma fonte de tensão.

O modelo de fonte utilizado no ATPDraw foi o de fonte de tensão trifásica, aterrada com tensão dada em valor de pico, modelo AC3PH (PRIKLER et al.,2009) conforme Figura 21.

Figura 21 – Modelo da Fonte de Tensão no ATPDraw.



Fonte: adaptado de Prikler, 2009.

Os parâmetros utilizados na modelagem da fonte de tensão também estão declarados na Figura 21. Onde a amplitude de tensão foi calculada em valor de pico de fase e neutro, devido a fonte estar conectada em estrela, com tensão rms de fase-fase de 230 kV.

Na simulação essa fonte de tensão está acoplada a um transformador abaixador que realizará a conversão do nível de tensão de 230kV para 69kV, esta última uma tensão habitual para sistemas de distribuição.

### 3.2.2.2 Linhas de Distribuição

Sendo o principal meio utilizado para a interconexão dos dispositivos que compõem um sistema elétrico, as linhas de distribuição são caminhos naturais para a propagação de afundamentos de tensão. Portanto, são modeladas baseadas em um sistema de distribuição usual.

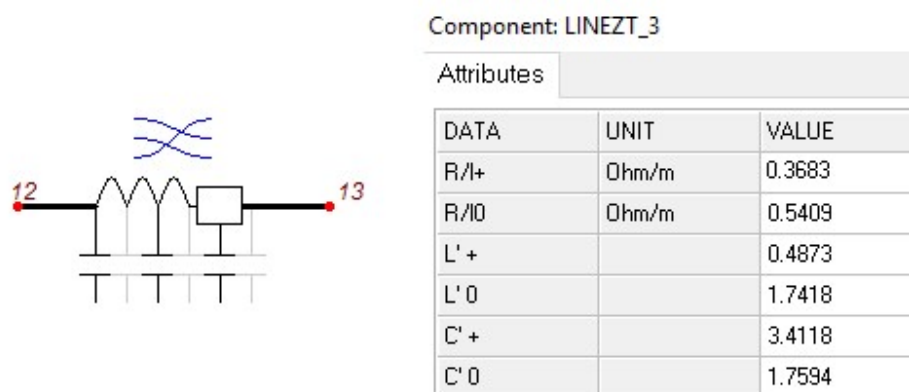
As linhas de distribuição adotadas na simulação estão todas estabelecidas no nível de tensão de 69kV, diferenciando-as por características como tipo de cabo e comprimento da linha.

O modelo construtivo das linhas de distribuição aéreas empregado na simulação é de circuito simples e possui estrutura de concreto com suspensão (ANEEL, 2010), conforme Figura 22.

A Figura 22 mostra, em particular, o espaçamento entre os cabos e as respectivas alturas para linha do solo.



Figura 23 – Modelo da Linha de Distribuição no ATPDraw.



Fonte: adaptado de Prikler, 2009.

Na Figura 23, foi apresentado o modelo da linha de distribuição existente entre as barras 12 e 13, expondo à parametrização a ser realizada via ATPDraw, compreendendo as resistências em Ohm/m, as indutâncias em Ohm/m e as capacitâncias em  $\mu\text{Mho/m}$  de sequência positiva e sequência zero.

As configurações de todos os seguimentos de linha, que interliga dois barramentos, com o tipo de cabo e comprimento, seguem na Tabela 4.

Tabela 4 – Dados dos Alimentadores.

<i>Início da Linha (De)</i>	<i>Fim da Linha (Para)</i>	<i>Extensão (km)</i>	<i>Bitola (AWG/MCM)</i>
0	1	20,07	636 CAA
0	1	20,07	636 CAA
1	2	6,8	336,4 CAA
1	5	28,78	336,4 CAA
1	7	6,85	336,4 CAA
1	11	6,85	4/0 CAA
2	3	0,6	336,4 CAA
5	14	8,9	336,4 CAA
7	8	0,65	336,4 CAA
7	14	30,95	336,4 CAA
11	12	4,9	336,4 CAA
12	13	26,11	4/0 CAA
13	14	0,1	336,4 CAA
15	16	21,5	336,4 CAA
15	18	21,5	336,4 CAA

15	23	15,5	4/0 CAA
15	26	13,5	4/0 CAA
18	19	19,7	336,4 CAA
18	21	19	1/0 CAA
23	24	0,9	336,4 CAA

Fonte: Próprio autor.

As informações complementares de resistências, indutâncias e capacitâncias para cada tipo de cabo utilizado, podem ser consultadas na Tabela 5.

Tabela 5 – Características dos Condutores

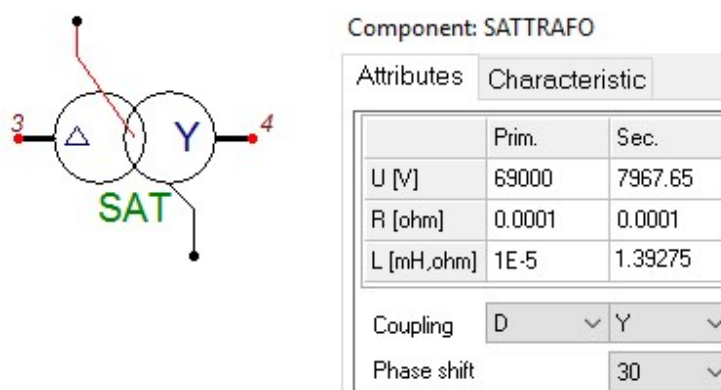
Tipos de Cabo	R+ ( $\Omega/m$ )	R0 ( $\Omega/m$ )	L+ ( $\Omega/m$ )	L0 ( $\Omega/m$ )	B+ ( $\mu mho/m$ )	B0 ( $\mu mho/m$ )
636 CAA	0,1022	0,2748	0,438	1,6924	3,7558	1,8467
336,4 CAA	0,1906	0,3622	0,4622	1,7166	3,5545	1,7967
4/0 CAA	0,3683	0,5409	0,4873	1,7418	3,4118	1,7594
1/0 CAA	0,5362	0,7088	0,4708	1,7253	3,229	1,7095

Fonte: Próprio autor.

### 3.2.2.3 Transformadores

A representação dos transformadores empregados no ATPDraw foi o de transformador trifásico saturável com 2 enrolamentos, de acordo com o modelo SATTRAFO (PRIKLER et al.,2009) conforme Figura 24

Figura 24 – Modelo de Transformadores no ATPDraw.



Fonte: adaptado de Prikler, 2009.

Todos os transformadores do sistema em estudo possuem ligações em delta no primário na tensão de 69kV, e estrela aterrado no secundário com tensão de 13,8kV, com deslocamento de fase de 30°. Os valores de reatância em porcentagem e em ohms dos transformadores estão listados na Tabela 6, a seguir:

Tabela 6 – Caraterísticas dos Transformadores

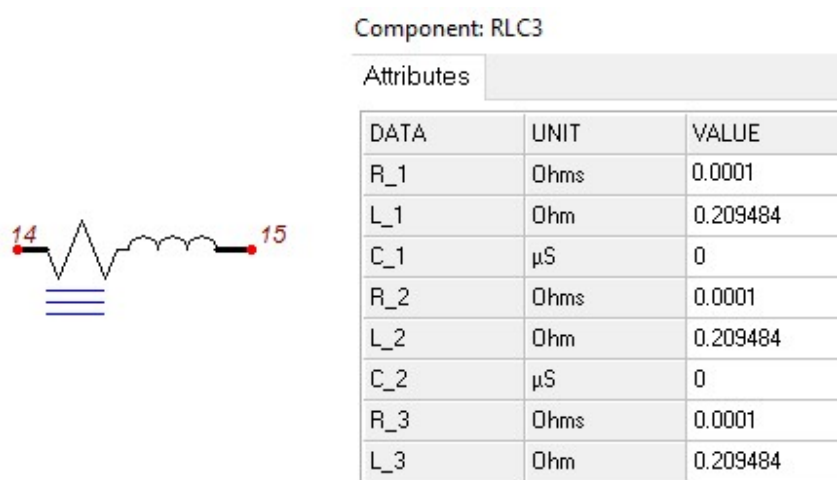
Item	De	Para	Potência (MVA)	Reatância (%)	Reatância Corrigida para $\Omega$
1	3	4	15/20	10,97	1,39275
2	5	6	5/6,25	6,87	2,61665
3	5	6	10/12,5	7,34	1,39783
4	8	9	10/12,5	7,46	1,42068
5	8	9	10/12,5	7,52	1,43211
6	14	10	20/26,6	7,91	0,75319
7	16	17	5/6,25	7,13	2,17567
8	16	17	10/12,5	7,85	1,49495
9	19	20	10/12,5	7,9	1,50448
10	21	22	10/12,5	7,72	1,4702
11	21	22	10/12,5	7,71	1,46829
12	23	25	10/12,5	7,24	1,37879
13	23	25	5/6,25	6,88	2,62045
14	26	27	5/6,25	7,37	2,8071
15	26	27	10/12,5	7,37	1,40354

Fonte: Próprio autor.

#### 3.2.2.4 Regulador de Tensão

No sistema real de distribuição tratado há um regulador de tensão entre as barras 14 e 15, no entanto, sua modelagem foi especificada como um elemento RL trifásico, cujo modelo utilizado no ATPDraw foi RLC3 (PRIKLER et al.,2009), conforme Figura 25.

Figura 25 – Modelo do Regulador de Tensão no ATPDraw.



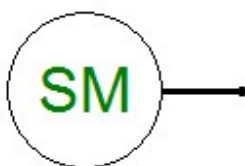
Fonte: Próprio autor.

### 3.2.3 Representação das Gerações Distribuídas

#### 3.2.3.1 PCH

O modelo de geração distribuída de uma PCH utilizada no ATPDraw foi o modelo de gerador síncrono não controlado SM59\_NC (PRIKLER et al.,2009), para análise no domínio do tempo dos impactos causados no sistema de distribuição em análise, conforme Figura 26.

Figura 26 – Modelo de Geração Distribuídas para PCH no ATPDraw.



Fonte: adaptado de Prikler, 2009.

### 3.2.3.1.1 Geração Distribuída PCH – 9,45MW

A geração distribuída que envolve as pequenas centrais hidrelétricas será tratada em dois tópicos de acordo com a sua capacidade instalada, e conforme classificação definida pela ANEEL (2015a).

A PCH, com capacidade instalada de 9,45MW, será tratada como Geração Distribuída e os dados de placa do gerador encontram-se registrados na Tabela 7.

Tabela 7 – Dados da Máquina Síncrona da Geração de PCH Distribuída.

Parâmetros	Valores
Potência Nominal	10,55 MVA
Tensão Nominal	13,8kV
Frequência	60Hz
Número de Polos	24
Corrente de Campo	14,55A
$X_d, X_d', X_d''$	1,1317; 0,389; 0,3347 (pu)
$X_q, X_q', X_q''$	0,8272; 0,65; 0,2531 (pu)
$X_l, X_0$	0,15; 0,09 (pu)
$T_d0', T_d0''$	2,3271; 0,0193 (s)
Momento de Inércia	21,264 (kg.m <sup>2</sup> )

Fonte: Próprio autor.

A integração com a rede de distribuição se dá através de um transformador elevador do nível de tensão de 13,8kV, patamar de tensão da geração, para 69kV, onde se conectará com a rede. Os parâmetros de placa desse transformador estão expostos na Tabela 8.

Tabela 8 – Informações do Transformador associado à PCH de 9,45MW.

Potência (MVA)	Tipo de Ligação	Defasagem Angular	Reatância (%)	Reatância Corrigida para $\Omega$
20/26,6	$\Delta/Y_{aterrado}$	30°	10,7	1,0189

Fonte: Próprio autor.

### 3.2.3.1.2 Minigeração Distribuída PCH – 2,25MW

A minigeração distribuída das PCH, em concordância com a resolução da ANEEL (2015b), possui 2,25MW de potência de geração. Sua integração com o sistema de distribuição ocorre de maneira diretamente acoplada, no mesmo nível da tensão de geração, em 13,8kV, sem a presença de transformadores. Os dados de placa da minigeração distribuída seguem relacionados na Tabela 9.

Tabela 9 – Dados da Máquina Síncrona da Minigeração de PCH Distribuída.

Parâmetros	Valores
Potência Nominal	2,5 MVA
Tensão Nominal	13,8kV
Frequência	60Hz
Número de Polos	36
Corrente de Campo	18A
$X_d, X_d', X_d''$	1,25; 0,47; 0,32 (pu)
$X_q, X_q', X_q''$	0,70; 0,62; 0,30 (pu)
$X_l, X_0$	0,12; 0,18 (pu)
$T_{d0}', T_{d0}''$	3,8 ; 0,035 (s)
Momento de Inércia	52,154 (kg.m <sup>2</sup> )

Fonte: Próprio autor.

### 3.2.3.2 Térmica à Biomassa

O modelo de geração distribuída de uma Térmica à Biomassa adotada no ATPDraw também foi o modelo de gerador síncrono não controlado SM59\_NC (PRIKLER et al.,2009), conforme ilustrado na Figura 26.

#### 3.2.3.2.1 Geração Distribuída Termelétrica – 22 MW

Embora as gerações térmicas também estejam sendo representadas com geradores síncronos, suas propriedades mudam, quando estão funcionando como turbogeradores.

A térmica, com capacidade instalada de 22MW, será tratada como Geração Distribuída e os dados de placa do gerador encontram-se registrados na Tabela 10.

Tabela 10 – Dados da Máquina Síncrona da Geração Térmica Distribuída.

<b>Parâmetros</b>	<b>Valores</b>
Potência Nominal	27,5 MVA
Tensão Nominal	13,8kV
Frequência	60Hz
Número de Polos	4
Corrente de Campo	14,8A
$X_d, X_d', X_d''$	1,407; 0,219; 0,172 (pu)
$X_q, X_q', X_q''$	1,38; 0,28; 0,244 (pu)
$X_l, X_0$	0,16; 0,057 (pu)
$T_{d0}', T_{d0}''$	3,3486; 0,0424 (s)
Momento de Inércia	1,850 (kg.m <sup>2</sup> )

Fonte: Próprio autor.

A integração da geração térmica com a rede de distribuição se dá através de um transformador elevador do nível de tensão de 13,8kV, patamar de tensão da geração, para 69kV, onde se conectará com a rede. Os parâmetros de placa desse transformador estão expostos na Tabela 11.

Tabela 11 – Informações do Transformador associado à Térmica de 22 MW.

<b>Potência (MVA)</b>	<b>Tipo de Ligação</b>	<b>Defasagem Angular</b>	<b>Reatância (%)</b>	<b>Reatância Corrigida para <math>\Omega</math></b>
31,5	$\Delta/Y_{\text{aterrado}}$	30°	9,86	0,5961

Fonte: Próprio autor.

### 3.2.3.2.2 Minigeração Distribuída Termelétrica – 3 MW

A minigeração distribuída das termelétricas, em concordância com a resolução da ANEEL (2015b), possui 3MW de potência de geração. Sua integração com o sistema de distribuição também ocorre de maneira diretamente acoplada, no mesmo nível da tensão de

geração, em 13,8kV, sem a presença de transformadores. Os dados de placa da minigeração distribuída seguem relacionados na Tabela 12.

Tabela 12 – Dados da Máquina Síncrona da Minigeração Térmica Distribuída.

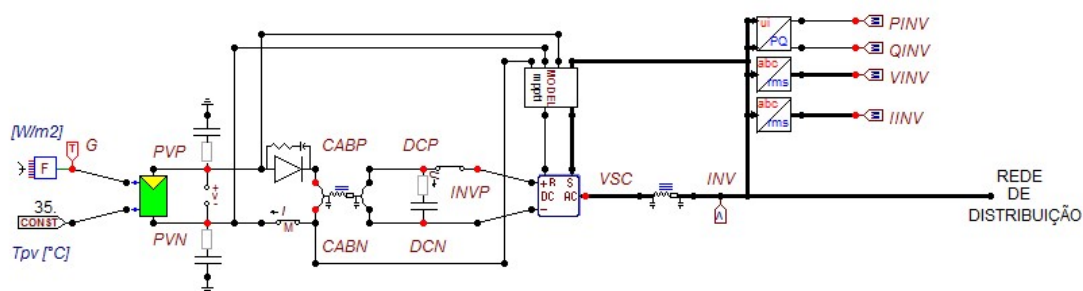
Parâmetros	Valores
Potência Nominal	3,75 MVA
Tensão Nominal	13,8kV
Frequência	60Hz
Número de Polos	4
Corrente de Campo	13,3A
$X_d, X_d', X_d''$	2,386; 0,197; 0,147 (pu)
$X_q, X_q', X_q''$	2,359; 0,23; 0,212 (pu)
$X_l, X_0$	0,12; 0,058 (pu)
$T_{d0}', T_{d0}''$	2,7964; 0,0248 (s)
Momento de Inércia	0,34034 (kg.m <sup>2</sup> )

Fonte: Próprio autor.

### 3.2.3.3 Solar Fotovoltaica

A modelagem da geração solar fotovoltaica foi baseada em um caso disponível em ATPDraw (2015), que consiste em um gerador fotovoltaico ligado à rede que opera na sua potência máxima de geração de 50MW, conforme diagrama da Figura 27.

Figura 27 – Modelo da Geração Solar Fotovoltaica disponível no ATPDraw.



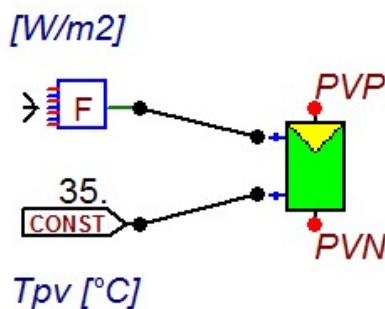
Fonte: ATPDraw,2015.

Esse modelo é composto por um conjunto fotovoltaico (PV) acoplado com o inversor, que realiza o condicionamento adequado da energia gerada em CC para conexão com a rede de distribuição.

O conjunto fotovoltaico é constituído por células PV, cujo efeito da corrente fotogerada é modelado por fonte de corrente. Neste caso base do ATPDraw, o conjunto de células PV é representado internamente por duas fontes de corrente, ajustada na forma de MODELS Object, ou seja, utiliza um modelo específico definido pelo usuário (DUBÉ, 1996).

A corrente fotogerada é diretamente proporcional a irradiância e possui dependência com a temperatura, que correspondem aos dois parâmetros de entrada do conjunto fotovoltaico, conforme pode ser visto na Figura 28.

Figura 28 – Modelo do Conjunto PV da Geração Solar Fotovoltaica.



Fonte: ATPDraw, 2015.

A irradiância solar, quantidade de radiação solar por unidade de área, é dado em  $\text{W/m}^2$  e para todas as simulações da geração fotovoltaica, foi adotado o valor de  $276,25 \text{ W/m}^2$ , que se trata do maior valor de irradiância solar diária média mensal registrada na cidade de Recife durante o ano, neste caso ocorrido no mês de novembro.

O valor de irradiância empregado foi obtido através do programa de potencial solar SunData, com acesso on-line através do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB). O programa SunData destina-se ao cálculo da irradiação solar diária média mensal em qualquer ponto do território nacional e constitui-se de uma tentativa do CRESESB de oferecer uma ferramenta de apoio ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos (CRESESB, 2015).

Já a temperatura utilizada em todas as simulações de geração fotovoltaica é de 30°C, considerando a máxima obtida no mês de novembro, em Recife.

Os dados do conjunto PV requisitados para sua modelagem, compreende as seguintes informações: o número de módulos por série, número de sequência por conjunto, corrente nos terminais em curto-circuito, tensão nos terminais em circuito aberto, corrente e tensão para potência máxima de entrega. Todos esses parâmetros foram dimensionados, conforme informações presentes na folha de dados dos fabricantes, e se adequam a geração e minigeração distribuídas em análise.

O inversor conforme o padrão apresentado na Figura 27 possui uma composição de controle por resistência e controle de fontes, na forma de modelagem TACS Objects, que utiliza um modelo específico definido pelo usuário, controlados por suas saídas (PRIKLER et al., 2009).

Além disso, as saídas dos inversores são acopladas a um algoritmo chamado de Maximum Power Point Tracking (MPPT), constituído de uma técnica usada comumente em sistemas solares para maximizar a extração de energia em todas as condições.

Os parâmetros do inversor utilizado no caso de geração solar fotovoltaica devem ser configurados em conformidade com as seguintes especificações: tempo de arranque do inversor, período de atualização do programa MPPT, frequência CA, eficiência do inversor e resistência de carga equivalente inicial do conjunto PV.

Nos próximos itens seguem a modelagem da geração solar fotovoltaica de 6MW e 1MW, respectivamente.

#### *3.2.3.3.1 Geração Distribuída Fotovoltaica – 6 MW*

Para simulação da geração solar fotovoltaica de 6MW, foram utilizados os parâmetros do conjunto PV listados na Tabela 13, extraídos da folha de dados do Fabricante Canadian Solar (CANADIAN SOLAR, 2015).

Tabela 13 – Dados do Conjunto PV, da geração solar distribuída de 6MW.

<b>Parâmetros</b>	<b>Valores</b>
Potência Máxima Nominal - Pmax	315W
Tensão em Circuito Aberto - Voc	45,1V
Corrente em Curto-Circuito	9,18A
Tensão de Operação na Potência Máxima - Vmp	36,6
Corrente de Operação na Potência Máxima - Imp	8,61A
N° de Módulos por Série - NSER	30
N° de Sequência por Conjunto - NPAR	2800
Irradiância Solar - IRAD	276,3 W/m <sup>2</sup>
Temperatura - Tpv	30°C
Fabricante	Canadian Solar

Fonte: Próprio autor.

O inversor de CC para CA, presente na composição da geração solar fotovoltaica, como ilustrado na Figura 27, apresenta sua configuração listada na Tabela 14, para o caso de geração solar distribuída de 6MW.

Tabela 14 – Dados do Inversor acoplado à geração solar distribuída de 6MW.

<b>Parâmetros</b>	<b>Valores</b>
Tempo de Arranque do Inversor - TON	0,05s
Período de Atualização do Algoritmo MPPT - Dtc	0,0075s
Frequência AC - Freq0	60Hz
Eficiência do Inversor - Efi	0,982 p.u.
Resistência de Carga Equivalente Inicial PV - Rin	0,5 Ω

Fonte: Próprio autor.

A interconexão dessa geração distribuída com a rede de distribuição se dá através de transformadores elevadores vinculados com a saída do inversor, pois a tensão de uma única célula PV é muito baixa, sendo incapaz de alimentar a grande maioria das cargas. Portanto, a composição de várias células conectadas em série e/ou em paralelo é uma maneira de obter os níveis de tensão e corrente adequados à utilização, associado ao uso de transformadores.

Essa geração distribuída de 6MW, referente a uma planta solar fotovoltaica, tem sua energia escoada por meio da conexão com o ramal de 69kV do sistema de distribuição em

análise. Os transformadores que compõem essa conexão estão parametrizados conforme Tabela 15.

Tabela 15 – Dados dos Transformadores acoplados à geração solar distribuída de 6MW.

Item	Potência (MVA)	Tipo de Ligação	Relação de Transformação	Defasagem Angular	Resistência ( $\Omega$ )	Reatância ( $\Omega$ )
T1	10/12,5	$\Delta/Y_{\text{aterrado}}$	440V / 34,5KV	330°	0,057132	0,5951
T2	10/12,5	$\Delta/Y_{\text{aterrado}}$	34,5kV / 69kV	330°	0,0520734	1,39783

Fonte: Próprio autor.

### 3.2.3.3.2 Geração Distribuída Fotovoltaica – 1 MW

Para simulação da minigeração solar fotovoltaica de 1MW, foram utilizados os parâmetros do conjunto PV listados na Tabela 16, extraídos da folha de dados do Fabricante Yingli Solar (YINGLI SOLAR, 2013).

Tabela 16 – Dados do Conjunto PV, da minigeração solar distribuída de 1MW.

Parâmetros	Valores
Potência Máxima Nominal - Pmax	250W
Tensão em Circuito Aberto - Voc	37,6V
Corrente em Curto-Circuito	8,92A
Tensão de Operação na Potência Máxima - Vmp	29,8V
Corrente de Operação na Potência Máxima - Imp	8,39A
N° de Módulos por Série - NSER	23
N° de Sequência por Conjunto - NPAR	200
Irradiância Solar - IRAD	276,3 W/m <sup>2</sup>
Temperatura - Tpv	30°C
Fabricante	Yingli Solar

Fonte: Próprio autor.

O inversor de CC para CA, presente na composição da geração solar fotovoltaica, para o caso da minigeração solar distribuída de 1MW, apresenta a mesma configuração listada na Tabela 14.

A minigeração distribuída de 1MW, referente a uma planta solar fotovoltaica, tem sua energia escoada por meio da conexão com o ramal de 13,8kV do sistema de distribuição em análise. O transformador que compõe essa conexão está parametrizado conforme Tabela 17.

Tabela 17 – Dados do Transformador acoplado à geração solar distribuída de 1MW.

Item	Potência (MVA)	Tipo de Ligação	Relação de Transformação	Defasagem Angular	Resistência ( $\Omega$ )	Reatância ( $\Omega$ )
T1	3	$\Delta/Y_{\text{aterrado}}$	480V / 13,8KV	330°	0,093732	0,8235

Fonte: Próprio autor.

### 3.2.4 Simulação de Curtos-Circuitos

As simulações propostas envolvem quatro cenários para realização do estudo dos afundamentos de tensão. No primeiro, denominado Caso Base, são realizados curtos-circuitos em todas as barras do sistema modelado no software ATP via interface gráfica ATPDraw, sem a presença de qualquer tipo de geração distribuída.

No caso 1, é inserida no sistema uma pequena central hidrelétrica, com duas capacidades instaladas diferentes, de 9,45MW e 2,25MW, respectivamente definidas como, geração e minigeração distribuída.

No caso 2, é inserida no sistema uma termelétrica a biomassa, com duas capacidades instaladas diferentes, de 22MW e 3MW, respectivamente definidas como, geração e minigeração distribuída.

No caso 3, é inserida no sistema uma geração solar fotovoltaica, com duas capacidades instaladas diferentes, de 6MW e 1MW, respectivamente definidas como, geração e minigeração distribuída.

A Tabela 18 a seguir sintetiza as propostas de simulações mencionadas, bem como indica as barras e os níveis de tensão onde estão conectadas no sistema de distribuição representado na Figura 20.

Tabela 18 – Etapas propostas para as simulações

<b>Cenário</b>	<b>Detalhes do Cenário</b>	<b>Nº da Barra Conexão da GD</b>	<b>Nível de Tensão</b>
Caso Base	Sem GD	N/A	N/A
Caso 1	PCH - GD 9,45MW	Barra 21	69 kV
	PCH - MiniGD 2,25MW	Barra 22	13,8kV
Caso 2	UTE - GD 22 MW	Barra 14	69 kV
	UTE - MiniGD 3MW	Barra 10	13,8kV
Caso 3	SOLAR - GD 6 MW	Barra 03	69 kV
	SOLAR - MiniGD 1 MW	Barra 04	13,8kV

Fonte: próprio autor.

Os afundamentos de tensão serão determinados a partir da simulação de três tipos de falta, quais sejam: curto- circuito monofásico (1F), curto- circuito bifásico com terra (2F) e curto- circuito trifásico (3F), estando todas sem a presença de impedância de falta, e os curtos aplicados apenas nos barramentos do sistema para todos os cenários descritos na Tabela 18.

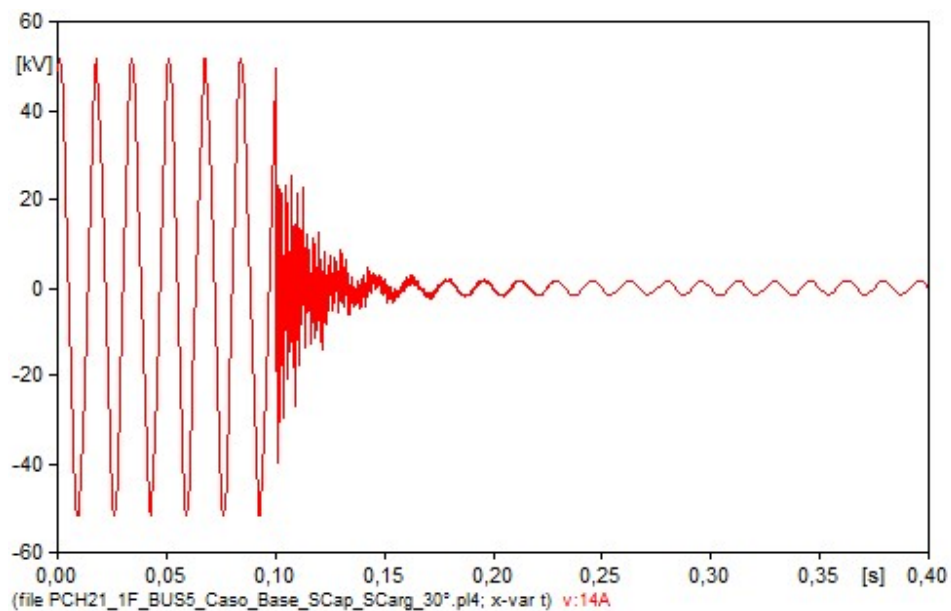
#### 3.2.3.4 Obtenção dos Afundamentos de Tensão Via *Software ATP*

Como já mencionado anteriormente, os afundamentos de tensão serão determinados a partir de curtos-circuitos sustentados simulados no software ATP, via interface gráfica ATPDraw.

Para cada situação de curto-circuito simulada em uma barra do sistema de distribuição, analisam-se as magnitudes das tensões resultantes em todos os nós do sistema em análise, armazenando todas as tensões, obtidas através do valor da tensão fundamental resultante da análise de Fourier do último ciclo de simulação. Os registros dos valores de tensão remanescente são armazenados em matrizes com dimensão de 28x28, denominadas MTDF.

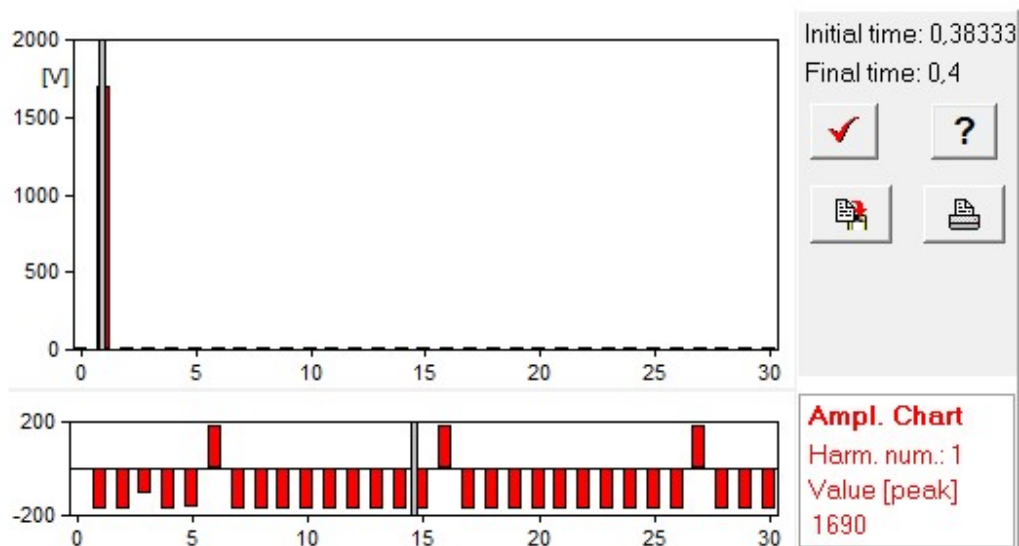
À título de ilustração, a Figura 29 representa a tensão fundamental de pico registrada na fase A da barra 14, quando simulado um curto-circuito monofásico na fase A da barra 5. A Figura 29a indica a forma de onda gerada pelo programa, e a Figura 29b indica o espectro harmônico obtido com aplicação de Fourier no último ciclo de simulação.

Figura 29 – Tensão monofásica na Fase A observada na barra 14, da simulação de um curto circuito 1F na barra 5.



(a)

Forma de onda da tensão remanescente da fase A na Barra 14, para um curto 1F na barra 5.



(b)

Espectro harmônico da tensão remanescente da fase A na barra 14, para curto 1F na barra 5.

Fonte: próprio autor.

### 3.2.3.5 Obtenção dos Afundamentos de Tensão Via *Software MATLAB*

Via interface do software ATPDraw, o sistema da Figura 19 foi modelado, adotando os parâmetros de uma rede real de distribuição. Os dados de tensão foram obtidos através de diferentes combinações de curtos-circuitos, nos cenários mencionados na Tabela 18.

Para acelerar o processo de simulação dos diferentes tipos de curtos-circuitos, um programa no software MATLAB foi desenvolvido. Nesse programa, as modificações e ajustes necessários são efetuados sobre um arquivo base do ATP, com extensão .LIS. Executando automaticamente as simulações e gerando no final a matriz MTDF com os dados necessários para análise de propagação de afundamentos.

Esse método mais rápido para obtenção das tensões utilizou o mesmo procedimento de obtenção do afundamento descrito no item anterior e ilustrado na Figura 29, por meio da análise de Fourier do último ciclo da simulação.

## 3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo mostrou todas as diretrizes do Estudo de Caso desenvolvido nessa dissertação aliando o aspecto da análise do afundamento de tensão perante gerações distribuídas alocadas na rede de distribuição. Deixando claro, as etapas desenvolvidas na pesquisa, cujos resultados e análise de cada cenário analisado, seguem no próximo capítulo.

Ademais, o capítulo demonstrou todas as parametrizações e modelagem dos componentes do sistema de distribuição utilizados, incluindo as particularidades de cada geração distribuída.

## 4 RESULTADOS

Para todos os cenários analisados, considerando o caso base e os casos com adição das gerações distribuídas, serão investigados os comportamentos da propagação de tensão no sistema de distribuição, com objetivo de verificar as diferenças no modo de propagação com a inserção da geração distribuída.

Dessa maneira, as áreas de risco podem ser definidas, podendo-se constatar quais regiões em torno do ponto da falta ou da barra em análise, sofrem ou causam mais afundamentos de tensão com intensidades diferentes.

Além disso, será possível traçar comparativos dos impactos causados pela inclusão da geração distribuída, conforme a propagação da tensão e mediante análise por tipo de curto e tipos de geração.

### 4.1 CASO BASE

O Caso Base trata da simulação de curto-circuito em todas as barras do sistema apresentado na Figura 20 sem a presença de geração distribuída, registrando as magnitudes das tensões nos demais nós do sistema de distribuição em análise.

Os registros das tensões remanescentes nas barras devido à ocorrência das faltas monofásicas, bifásicas com terra e trifásicas, serão compilados na matriz MTDF, com valores de tensão em por unidade.

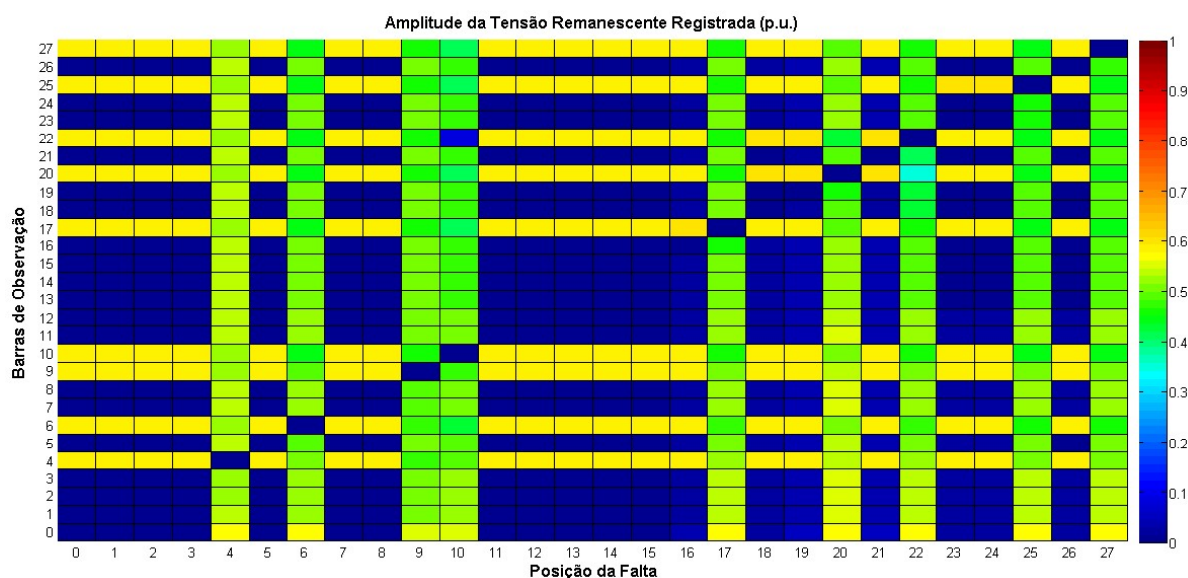
#### 4.1.1 Curto-Circuito Monofásico

A propagação dos afundamentos de tensão devido a um curto-circuito monofásico na fase A, simulado na interface gráfica ATPDraw, pode ser avaliada através da montagem da matriz de tensão durante a falta, exposta no Anexo A.

Como a avaliação da propagação dos afundamentos de tensão a partir da matriz MTDF obtida torna-se uma tarefa árdua devido à quantidade de informações presentes, a apreciação

dos valores de tensão remanescentes nas barras será realizada por meio da visualização gráfica de cores com escala de tensão definida, conforme Figura 30.

Figura 30 – Visualização Gráfica da MTDF do Sistema de Distribuição de 28 Barras, para curto-circuito monofásico.

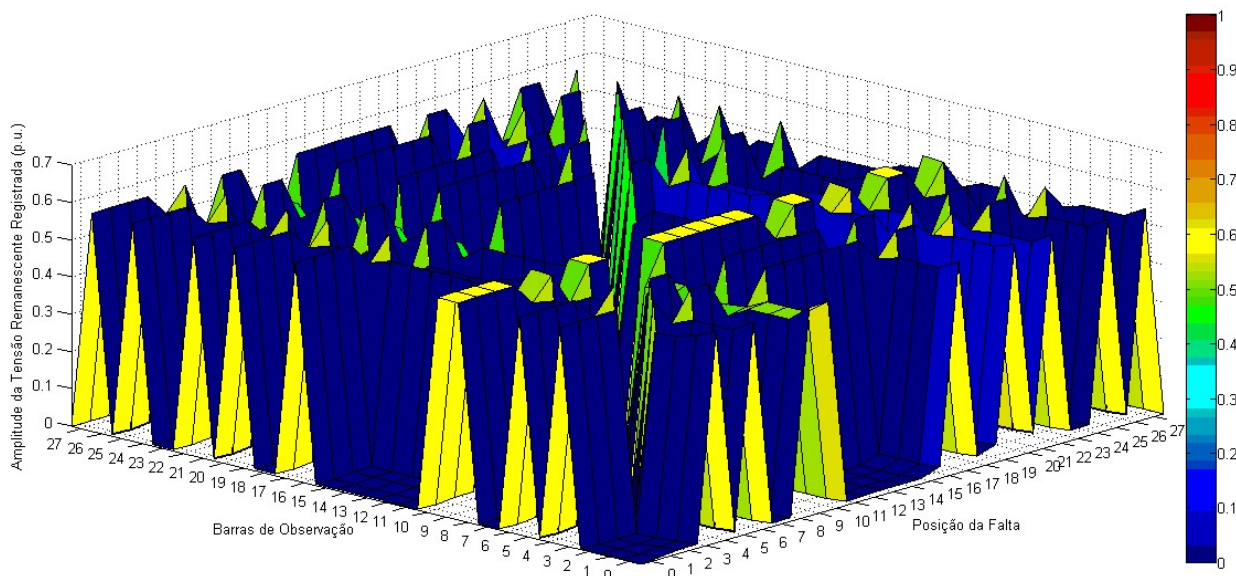


Fonte: próprio autor.

Na Figura 30, cada coluna da Tabela indica a posição de falta aplicada, ou seja, as barras onde o curto circuito monofásico foi aplicado. Enquanto nas linhas são armazenadas as amplitudes das tensões remanescentes na fase A registradas em cada barra do SD devido à ocorrência da situação de falta considerada.

Outra maneira de avaliar a propagação do afundamento de tensão devido à falta monofásica é visualizar os resultados de tensão da MTDF de forma 3D, conforme Figura 31.

Figura 31 – Visualização Gráfica 3D da MTDF do Sistema de Distribuição de 28 Barras, para curto circuito monofásico.



Fonte: próprio autor.

Com a Figura 31 é possível perceber o comportamento detalhado das tensões remanescentes nas barras, proporcionando maior sensibilidade na interpretação dos afundamentos, pois tanto as depressões quanto os crescimentos da tensão podem ser mais bem visualizados.

Na análise gráfica das Figuras 30 e 31, a primeira observação a se fazer é a depressão de tensão registrada na diagonal da matriz de tensão durante a falta, aonde o nível de tensão chega a zero, indicando uma interrupção de energia elétrica. Isso é justificado por se tratar exatamente da tensão nas barras onde está sendo aplicada a falta, por isso todas as tensões vão para zero na diagonal principal, representando os pontos críticos das simulações de curto-circuito.

Outro ponto de notoriedade exposto nas Figuras 30 e 31 é que quanto mais próximo à ocorrência do curto da fonte geradora, localizada na barra zero, mais severos serão os afundamentos de tensão registrados nas demais barras do sistema de distribuição.

Nota-se, ainda, que mesmo nas faltas ocorridas próximas a fonte geradora, há barras com níveis de tensão maiores, destoando do comportamento das demais barras, devido à presença de transformadores. A forma de conexão dos transformadores entre o ponto de observação e o de ocorrência do evento influencia significativamente a magnitude da depressão de tensão

experimentada. No caso em análise, todos os transformadores utilizados são ligados em delta-estrela aterrado e os efeitos causados são as mudanças nas tensões de linha e fase no secundário do transformador, que pode ser demonstrado pelo método de componentes simétricos, como assinala Carvalho (1997).

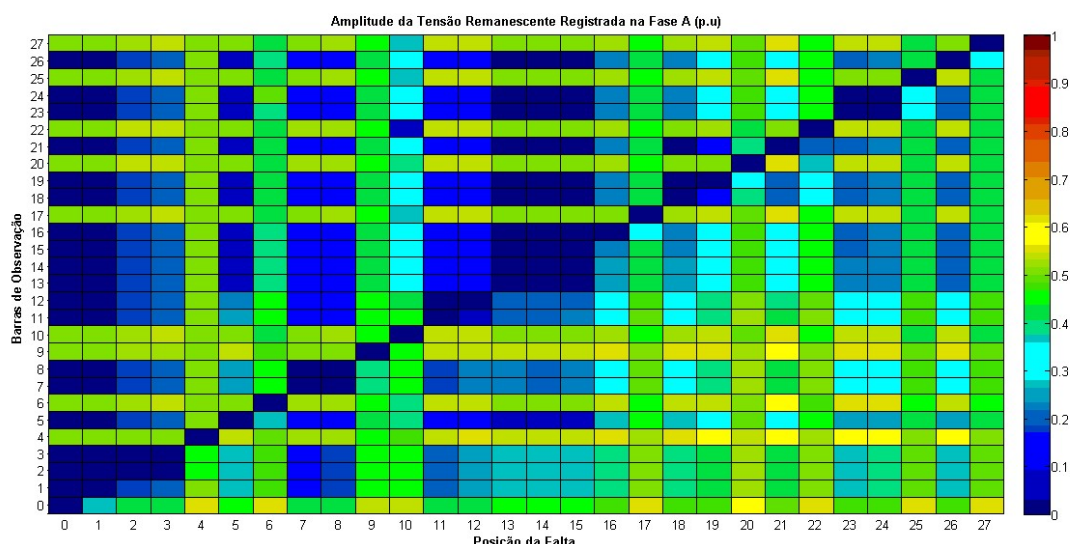
As análises acima realizadas à respeito da resposta de propagação dos afundamentos de tensão, quando sujeito à curtos-circuitos monofásicos, podem ser estendidas aos outros tipos de curto em observação.

#### 4.1.2 Curto-Circuito Bifásico com Terra

A propagação dos afundamentos de tensão, devido a um curto-circuito bifásico nas fases A e B, simulado na interface gráfica ATPDraw, também será avaliada através da montagem da matriz de tensão durante a falta e visualização gráfica de cores com escala de tensão definida.

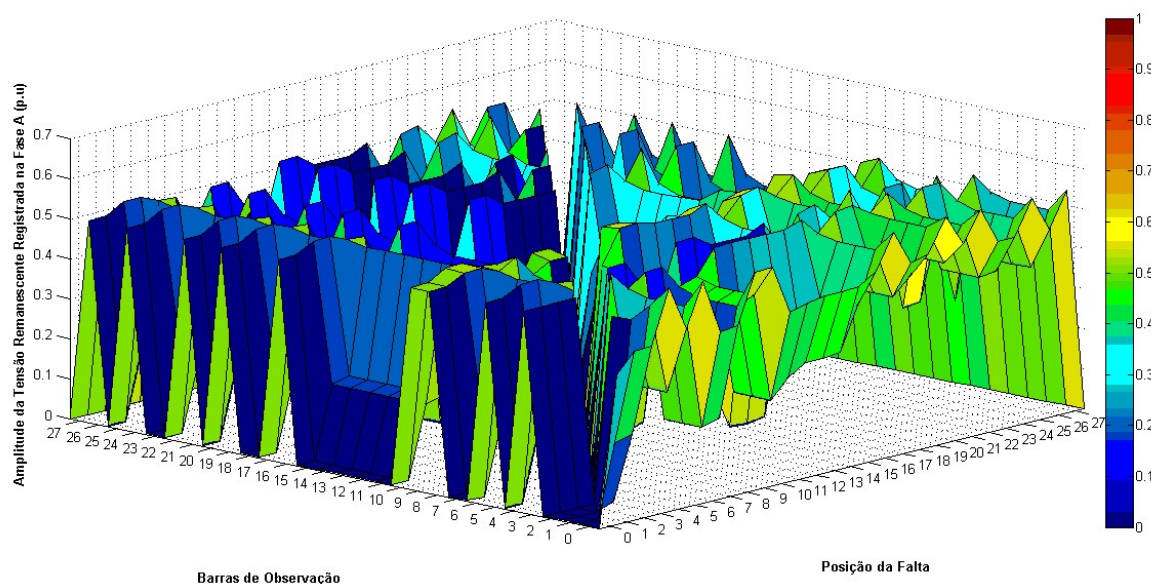
Com objetivo de sintetizar a avaliação da propagação do afundamento, apenas a fase A será objeto de análise, conforme Figuras 32 e 33, que ilustram respectivamente a visualização gráfica em forma de tabela e com três dimensões.

Figura 32 – Visualização Gráfica da MTDF do Sistema de Distribuição de 28 Barras, para curto-circuito bifásico com terra.



Fonte: próprio autor.

Figura 33 – Visualização Gráfica 3D da MTDf do Sistema de Distribuição de 28 Barras, para curto circuito bifásico.



Fonte: próprio autor.

Nas Figuras 32 e 33 se aplicam as mesmas análises realizadas para um curto-circuito monofásico na seção anterior, com respeito aos pontos críticos da diagonal principal, as tensões mais severas registradas próximo da fonte e da influência das ligações dos transformadores na propagação de tensão.

No entanto, é possível observar que a medida que o curto-circuito se agrava, passando de monofásico para bifásico, fica mais evidente a redução no nível de tensão nas proximidades da barra onde a falta está sendo aplicada. Por exemplo, na coluna 18 da Figura 32, que mostra as tensões remanescentes no sistema devido à falta bifásica para terra aplicada na barra 18, fica evidente que nas proximidades da barra onde a contingência é empregada, as tensões chegam a patamares de ausência de tensão, enquanto nas barras anteriores há um decaimento gradativo da tensão. Logo, à medida que a distância aumenta com relação ao local onde o curto-circuito foi aplicado, os afundamentos de tensão tendem a ser menos severos.

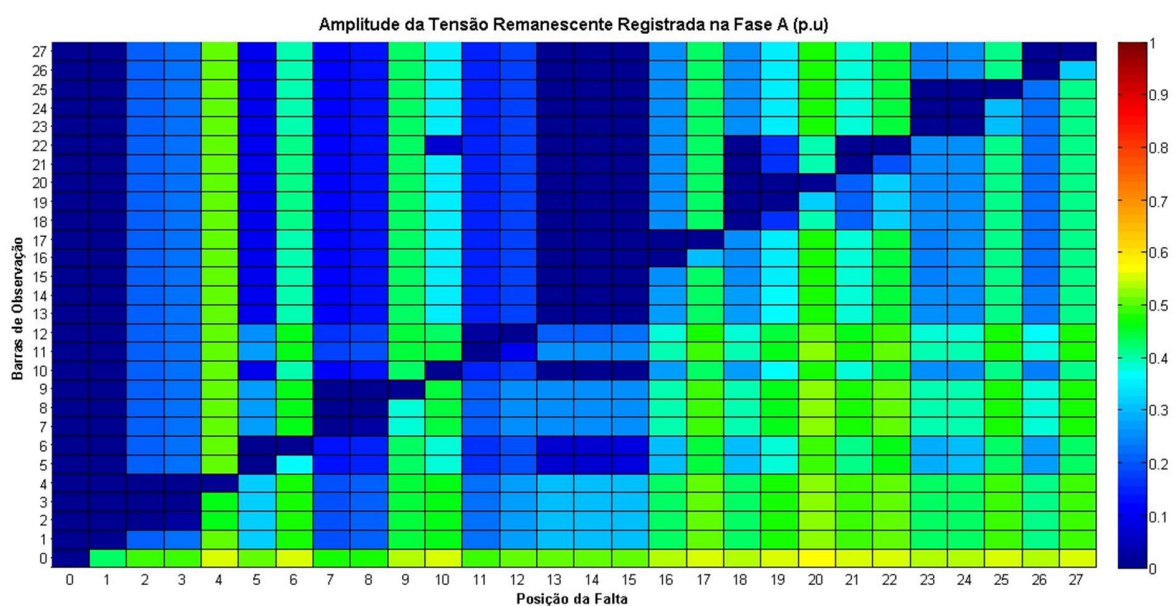
Além disso no curto-circuito bifásico, a influência das ligações do transformador na propagação de tensão começa a serem perdidas, ou seja, a amplitude do afundamento aumenta com relação ao curto monofásico, como pode ser observado nas linhas 4, 6, 9, 10, 17, 20, 22, 25 e 27 da Figura 32, que são barras do sistema localizadas no secundário do transformador.

### 4.1.3 Curto-Circuito Trifásico

A propagação dos afundamentos de tensão, devido a um curto-circuito trifásico, simulado na interface gráfica ATPDraw, também será avaliada através da montagem da matriz de tensão durante a falta e visualização gráfica de cores com escala de tensão definida.

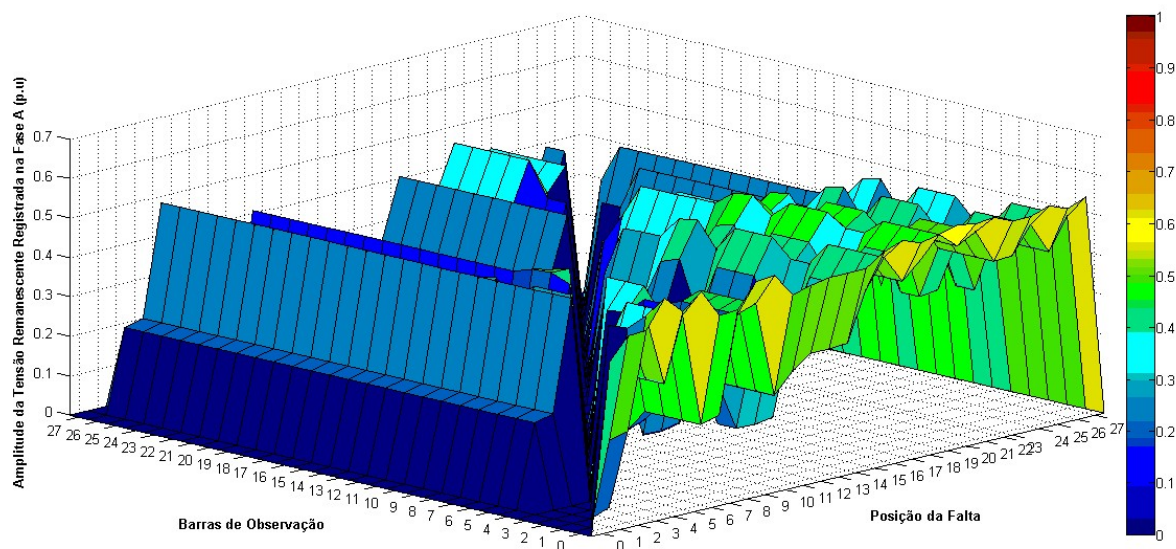
Com objetivo de sintetizar a avaliação da propagação do afundamento, apenas a fase A será objeto de análise, conforme Figuras 34 e 35, que ilustram respectivamente a visualização gráfica em forma de tabela e com três dimensões.

Figura 34 – Visualização Gráfica da MTFD do Sistema de Distribuição de 28 Barras, para curto-circuito trifásico.



Fonte: próprio autor.

Figura 35 – Visualização Gráfica 3D da MTDF do Sistema de Distribuição de 28 Barras, para curto circuito trifásico.



Fonte: próprio autor.

Nas Figuras 34 e 35, se aplicam as mesmas análises realizadas para os curtos-circuitos monofásico e bifásico explorados anteriormente, com respeito aos pontos críticos da diagonal principal, as tensões mais severas registradas próximo da fonte, da influência das ligações dos transformadores na propagação de tensão e avaliação do comportamento dos afundamentos quanto maior a proximidade com o ponto de aplicação da falta.

A observação complementar a ser realizada é o aumento da severidade dos afundamentos de tensão registrado nas barras vizinhas da fonte geradora, devido a presença de uma contingência mais grave, o curto-circuito trifásico. Além de constatar que a influência nas ligações do transformador perde intensidade com a gravidade do curto aplicado, registrando para um curto trifásico afundamentos mais severos nas barras dos secundários dos transformadores, conforme linhas 4, 6, 9, 10, 17, 20, 22, 25 e 27 da Figura 34.

#### 4.1.4 Análise das Áreas de Risco

O mapeamento das áreas de risco, onde equipamentos sensíveis possam ser submetidos aos efeitos dos afundamentos de tensão, é obtido em composição com a análise das áreas de propagação dos afundamentos de tensão, associados a um limiar de tensão preestabelecido.

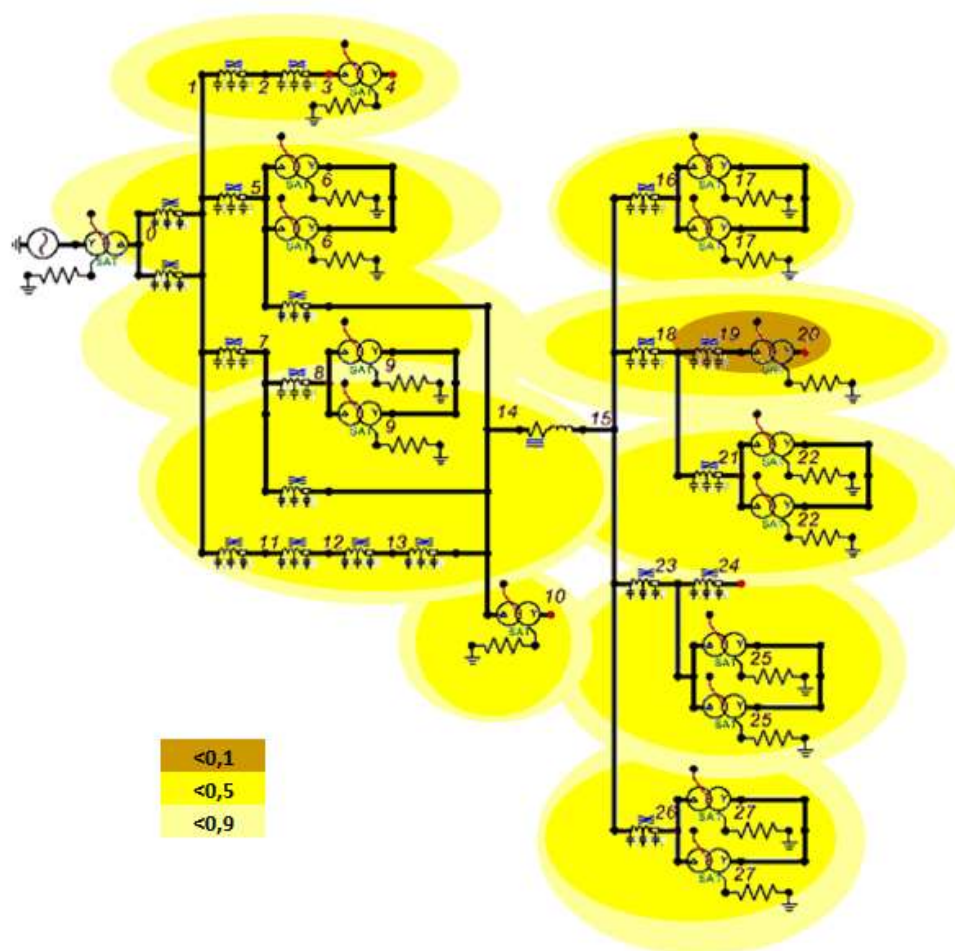
Os limiares de tensão adotados para essa análise foram de 90%, 50% e 10%, que correspondem ao percentual da tensão remanescente em que equipamentos podem ser submetidos sem o comprometimento direto do seu funcionamento; percentuais de 90% e 50%, e com o seu completo desligamento; percentual de 10% (KEMPNER, 2012).

De posse dos dados das tensões remanescentes registradas em todas as barras do sistema elétrico, as áreas de riscos foram avaliadas através da delimitação da área afetada e da área de vulnerabilidade, quando da ocorrência de uma falta trifásica na barra 19. Foi adotada essa barra por não possuir geração distribuída alocada, por ser uma barra do lado de ligação delta e por estar localizada num ramal, que apresenta maior sensibilidade aos efeitos dos afundamentos de tensão. Enquanto a escolha do tipo de falta trifásica para esta análise se justifica por ser o tipo de contingência que provoca afundamentos mais severos no sistema.

Neste caso, a área afetada do sistema, devido a uma falta trifásica na barra 19, Figura 36, ilustra a influência desta falta nas demais barras do sistema para diferentes limiares de tensão. Uma maneira simples e direta de identificar a área da rede afetada por uma falta trifásica é observar o registro gráfico da MTDF, exposta na Figura 34.

Na Figura 34, as colunas da matriz contêm as informações necessárias de tensões residuais, para demarcar a área da rede afetada por uma falta trifásica, em qualquer uma das barras do sistema de distribuição.

Figura 36 – Área Afetada considerando um curto circuito trifásico na barra 19.



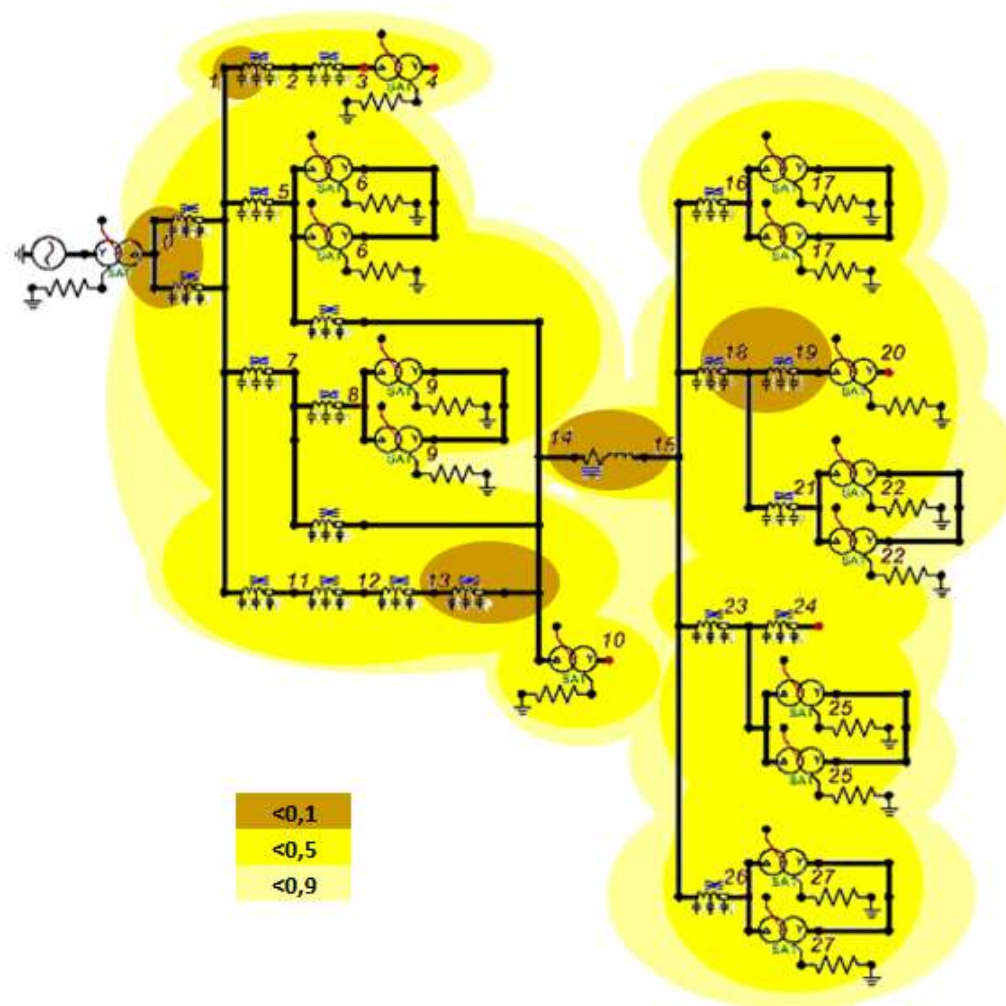
Fonte: próprio autor.

A área exposta ou de vulnerabilidade demarca as regiões do sistema elétrico onde haverá a ocorrência de afundamentos de tensão abaixo de limites críticos que possam resultar em desligamentos de cargas sensíveis na barra de observação.

Neste caso, a área exposta do sistema, perante a barra de observação 19, Figura 37, abrange os barramentos onde a ocorrência de faltas levará a afundamentos de tensão na barra analisada, para diferentes limiares de tensão. Uma maneira simples e direta de identificar a área da rede afetada por uma falta trifásica é observar o registro gráfico da MTDF, exposta na Figura 34.

Na Figura 34, as linhas da matriz contêm as informações necessárias de tensões residuais, para demarcar a área da rede exposta de uma determinada barra, em qualquer nó do sistema de distribuição.

Figura 37 – Área Exposta para a barra 19 considerando todas as situações de falta.



Fonte: próprio autor.

## 4.2 CASO 1 – CASO BASE COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA – PCH

Nesta seção estão compreendidas as análises de propagação dos afundamentos de tensão no cenário do caso 1, descrito na Tabela 18, que corresponde ao sistema de distribuição base com inserção de geração e minigeração distribuída, modeladas por PCH, cujos parâmetros encontram-se ajustados na seção 3.2.3.1.

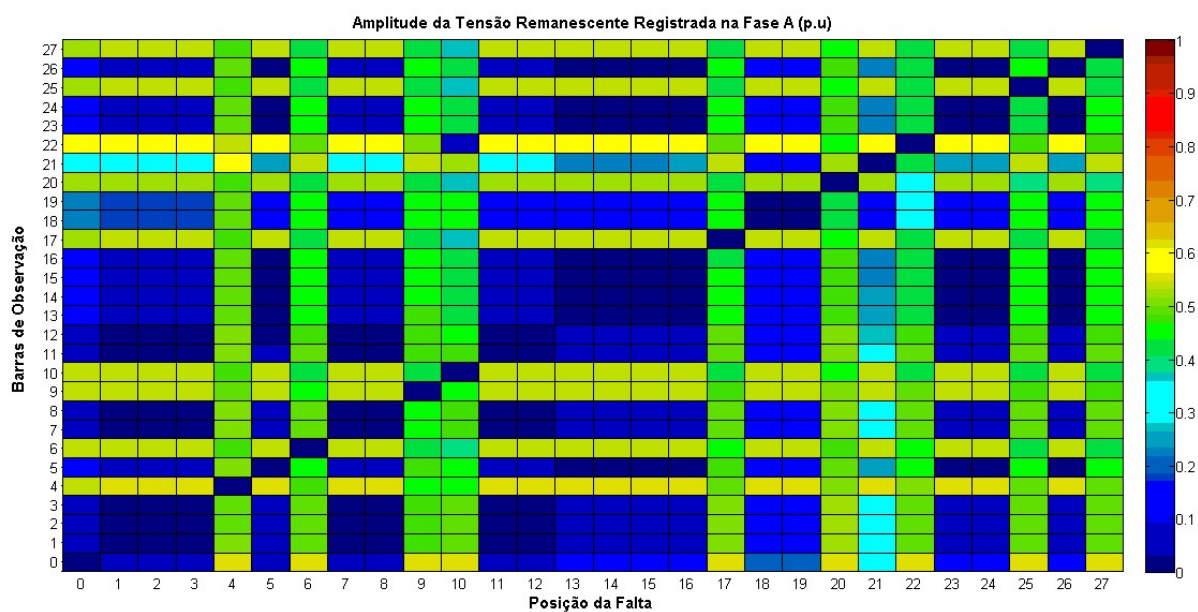
### 4.2.1 Geração Distribuída PCH – 9,45MW

A propagação dos afundamentos de tensão devido aos curtos-circuitos simulados, monofásico, bifásico com terra e trifásico, na rede em análise com a adição de geração distribuída; fonte PCH conectada à barra 21 e com potência gerada de 9,45MW, será avaliada através das visualizações gráficas para cada uma dessas contingências, conforme as seções seguintes.

#### 4.2.1.1 Curto-Circuito 1F - Geração Distribuída PCH

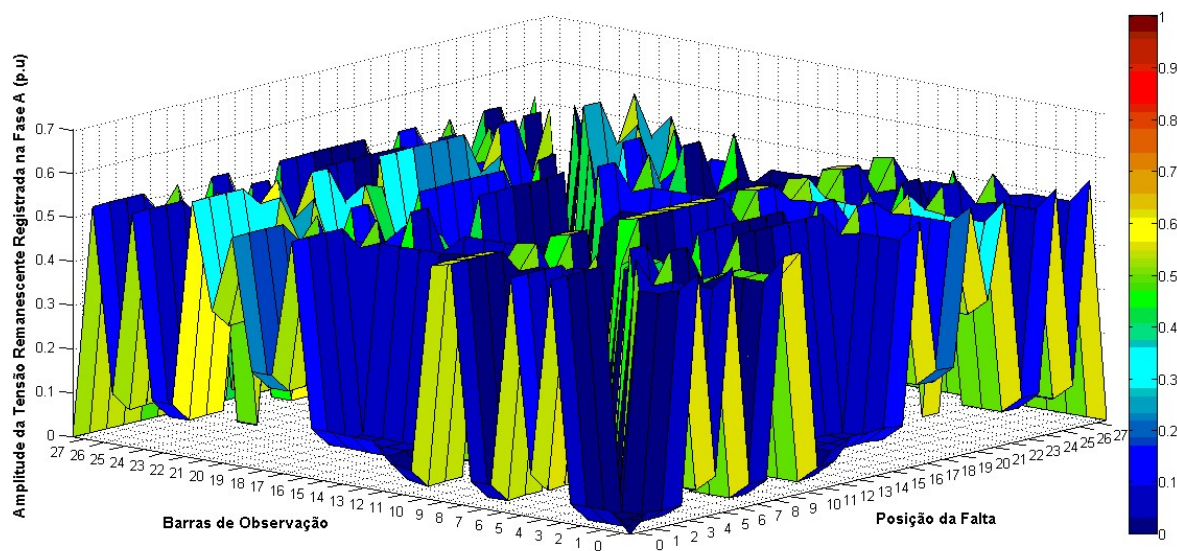
Nas Figuras 38 e 39 seguem as visualizações gráficas da propagação dos afundamentos de tensão, devido às faltas monofásicas, no sistema de distribuição com geração distribuída com a fonte PCH.

Figura 38 – Visualização Gráfica da MTDf para curto-circuito 1F, com GD de PCH.



Fonte: próprio autor.

Figura 39 – Visualização Gráfica 3D da MTDf para curto-circuito 1F, com GD de PCH.

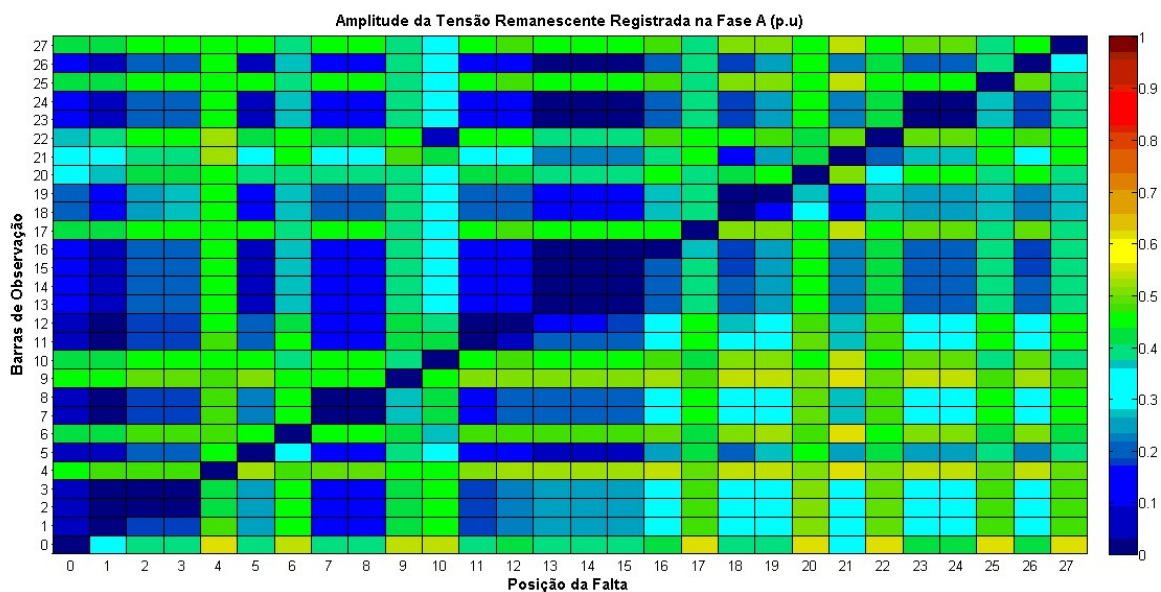


Fonte: próprio autor.

#### 4.2.1.2 Curto-Circuito 2F - Geração Distribuída PCH

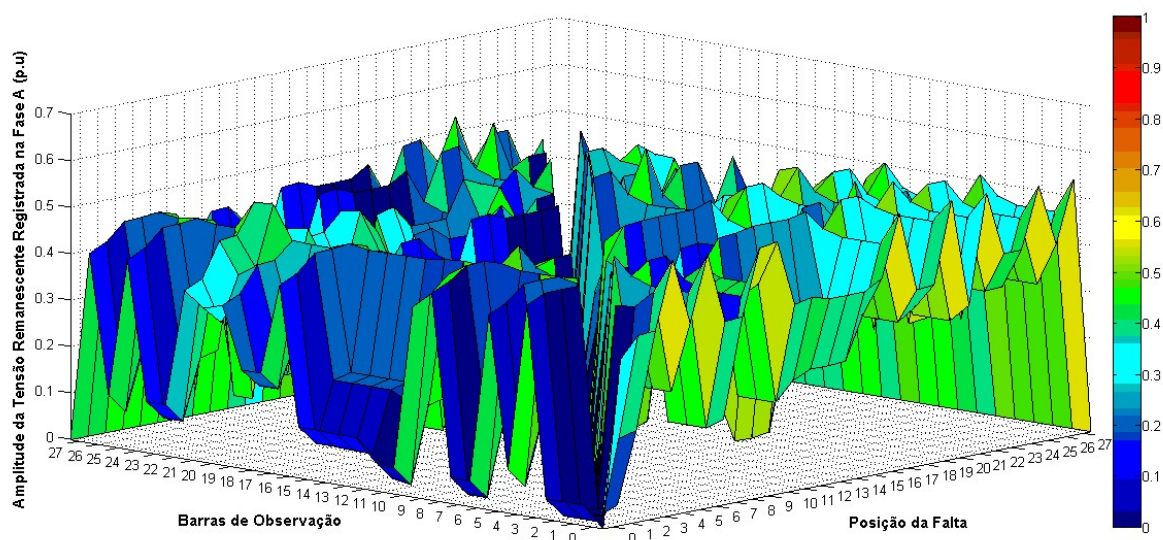
Nas Figuras 40 e 41 seguem as visualizações gráficas da propagação dos afundamentos de tensão, devido às faltas bifásicas para terra, no sistema de distribuição com geração distribuída com fonte PCH.

Figura 40 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 2F, com GD de PCH.



Fonte: próprio autor.

Figura 41 – Visualização Gráfica 3D da MTDf para curto-circuito 2F, com GD de PCH.

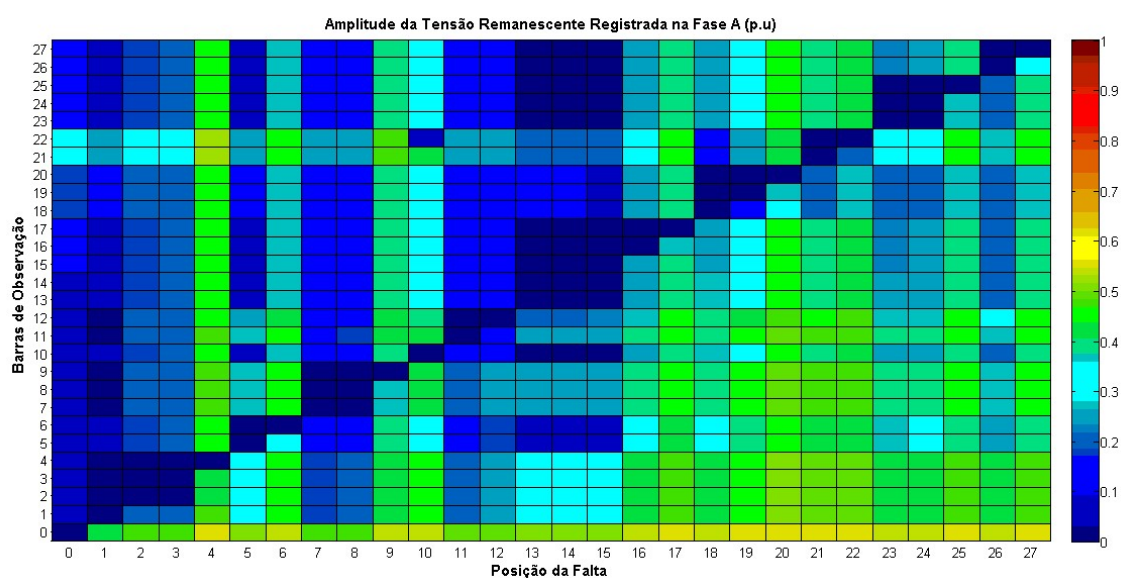


Fonte: próprio autor.

#### 4.2.1.3 Curto-Circuito 3F - Geração Distribuída PCH

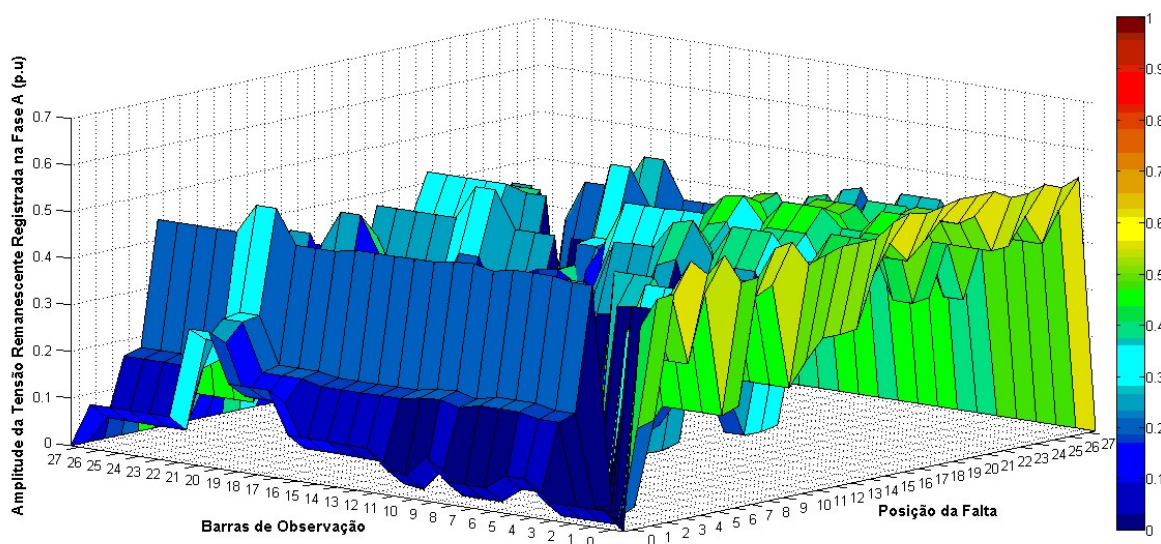
Nas Figuras 42 e 43 seguem as visualizações gráficas da propagação dos afundamentos de tensão, devido às faltas trifásicas, no sistema de distribuição com geração distribuída com fonte PCH.

Figura 42 – Visualização Gráfica da MTDf para curto-circuito 3F, com GD de PCH.



Fonte: próprio autor.

Figura 43 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 3F, com GD de PCH.



Fonte: próprio autor.

Com relação às Figuras 38 até 43, aplicam-se as mesmas análises realizadas para o caso base anterior, com respeito aos pontos críticos da diagonal principal, às tensões mais severas registradas próximo da fonte, da influência das ligações dos transformadores na propagação de tensão e avaliação do comportamento dos afundamentos quanto maior a proximidade com o ponto de aplicação da falta.

No entanto, com a geração distribuída inserida no sistema de distribuição, notou-se um aumento de tensão em certa maneira significativo próximo as barras onde a fonte de geração distribuída está conectada, pois com sua instalação há um aumento da potência de curto-circuito na barra de alocação, consequentemente, os impactos ocasionados pelo afundamento de tensão tornam-se menos severos, diminuindo assim a área de exposição ao curto-circuito.

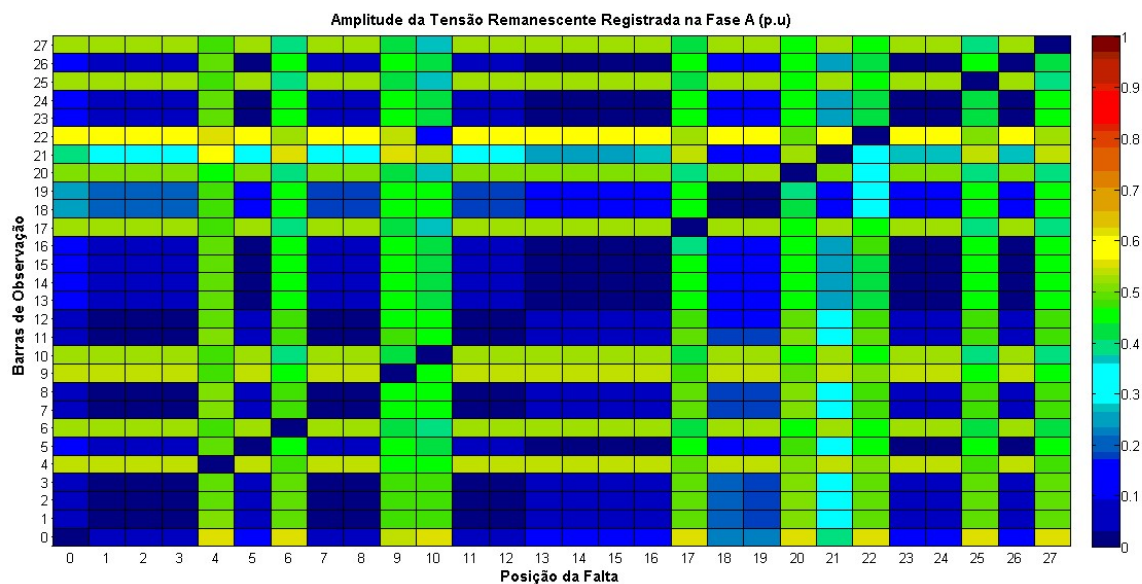
## 4.2.2 Minigeração Distribuída PCH – 2,25 MW

A propagação dos afundamentos de tensão devido aos curtos-circuitos simulados, monofásico, bifásico com terra e trifásico, na rede em análise com a adição de minigeração distribuída; fonte PCH, conectada à barra 22 e com potência gerada de 2,25MW, será avaliada através das visualizações gráficas para cada uma dessas contingências, conforme as seções seguintes.

### 4.2.2.1 Curto-Circuito 1F - Minigeração Distribuída PCH

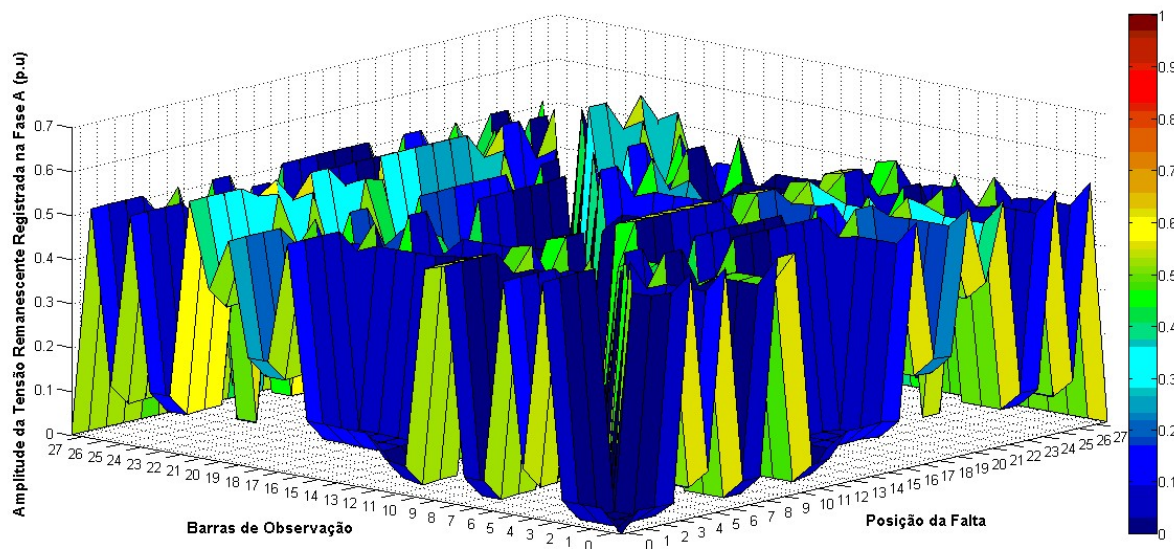
Nas Figuras 44 e 45 seguem as visualizações gráficas da propagação dos afundamentos de tensão, devido às faltas monofásicas, no sistema de distribuição com minigeração distribuída com fonte PCH.

Figura 44 – Visualização Gráfica da MTFD para curto-circuito 1F, com MiniGD de PCH.



Fonte: próprio autor.

Figura 45 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 1F, com MiniGD de PCH.

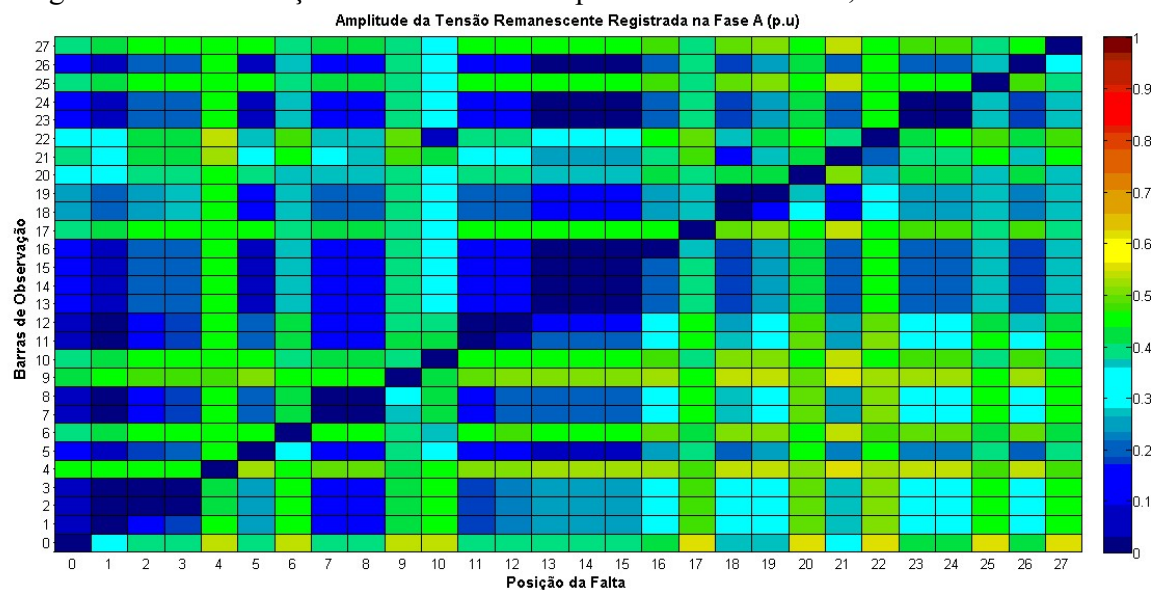


Fonte: próprio autor.

#### 4.2.2.2 Curto-Circuito 2F - Minigeração Distribuída PCH

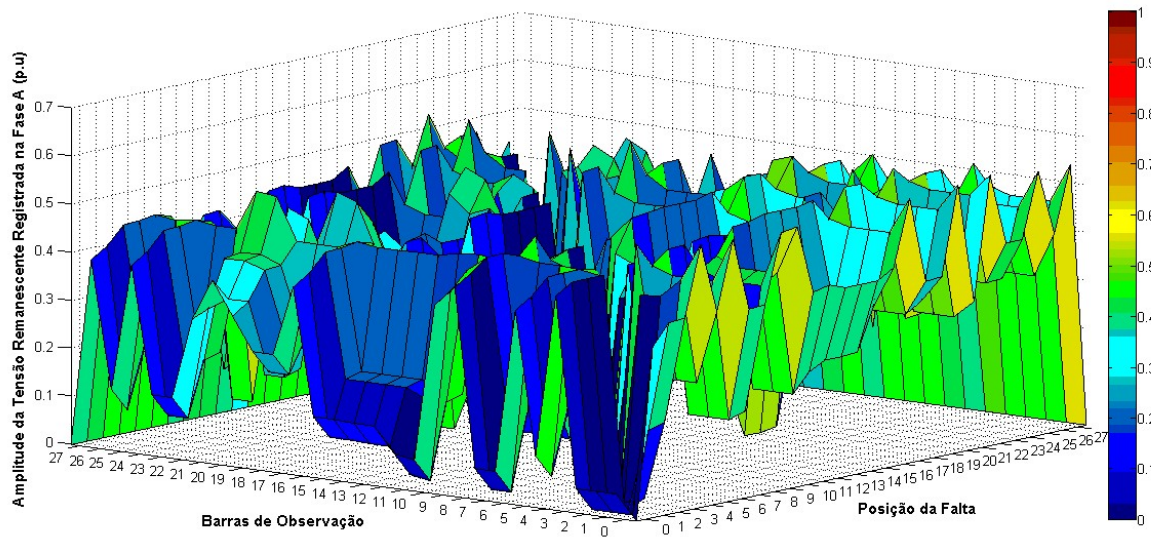
Nas Figuras 46 e 47 seguem as visualizações gráficas da propagação dos afundamentos de tensão, devido às faltas bifásicas para terra, no sistema de distribuição com minigeração distribuída com fonte PCH.

Figura 46 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 2F, com MiniGD de PCH.



Fonte: próprio autor.

Figura 47 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 2F, com MiniGD de PCH.

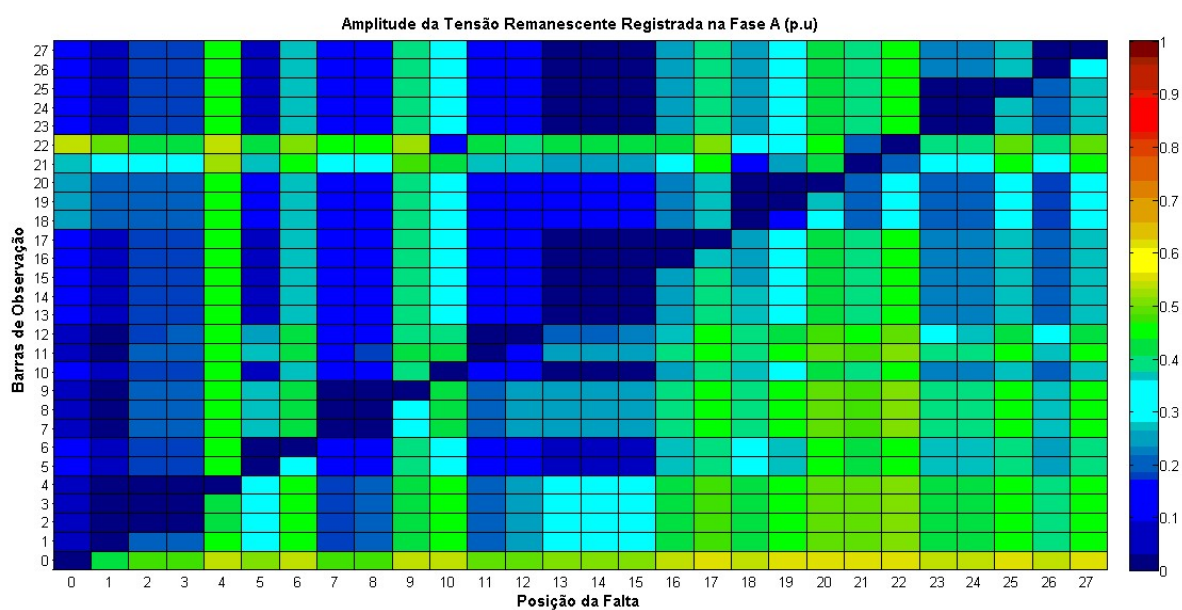


Fonte: próprio autor.

#### 4.2.2.3 Curto-Circuito 3F - Minigeração Distribuída PCH

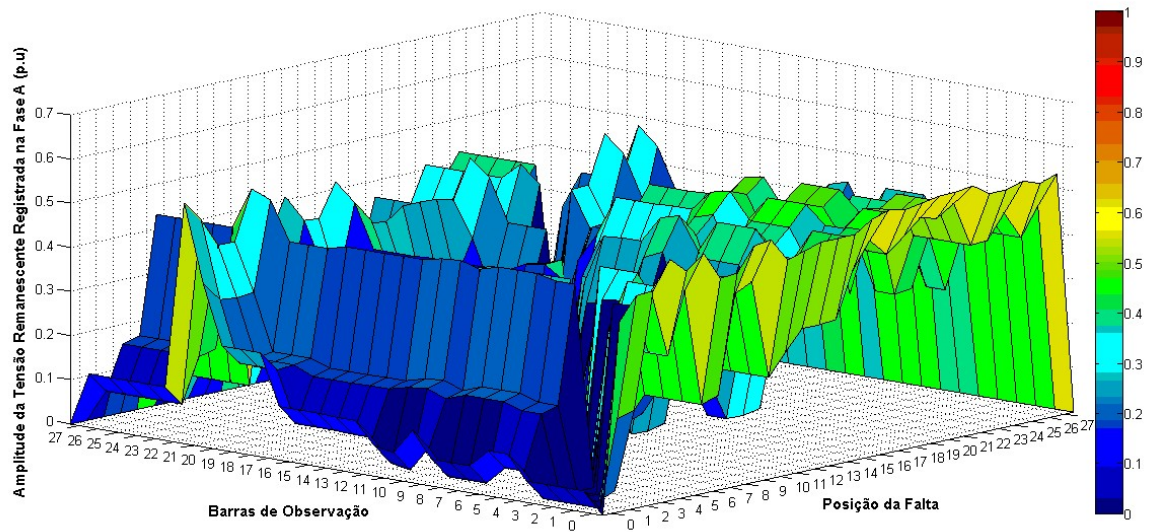
Nas Figuras 48 e 49 seguem as visualizações gráficas da propagação dos afundamentos de tensão, devido às faltas trifásicas, no sistema de distribuição com minigeração distribuída com fonte PCH.

Figura 48 – Visualização Gráfica da MTFD para curto-circuito 3F, com MiniGD de PCH.



Fonte: próprio autor.

Figura 49 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 3F, com MiniGD de PCH.



Fonte: próprio autor.

Das Figuras 44 até 49, se aplicam as mesmas análises realizadas para o caso base exploradas anteriormente, com respeito aos pontos críticos da diagonal principal, as tensões mais severas registradas próximo da fonte, da influência das ligações dos transformadores na propagação de tensão e avaliação do comportamento dos afundamentos quanto maior a proximidade com o ponto de aplicação da falta.

No entanto, com a minigeração distribuída inserida no sistema de distribuição, notou-se um sutil aumento de tensão próximo as barras onde está localizada a fonte de minigeração distribuída, devido ao aumento da potência de curto-circuito na barra de locação.

Com a conexão de minigeração distribuída, as tensões remanescentes apresentam-se menores do que as constadas na propagação de tensão no sistema com geração distribuída, apesar dos efeitos semelhantes na propagação, o que já é esperado devido ao porte reduzido da minigeração, de potência de 2,25MW, comparado a geração distribuída de 9,45MW.

### 4.3 CASO 2 – CASO BASE COM GERAÇÃO TÉRMICA – UTE

Nesta seção estão compreendidas as análises de propagação dos afundamentos de tensão para o cenário do caso 2 descrito na Tabela 18, que corresponde ao sistema de distribuição base com inserção de geração e minigeração distribuída, modeladas por Térmicas à Biomassa, cujos parâmetros encontram-se ajustados na seção 3.2.3.2.

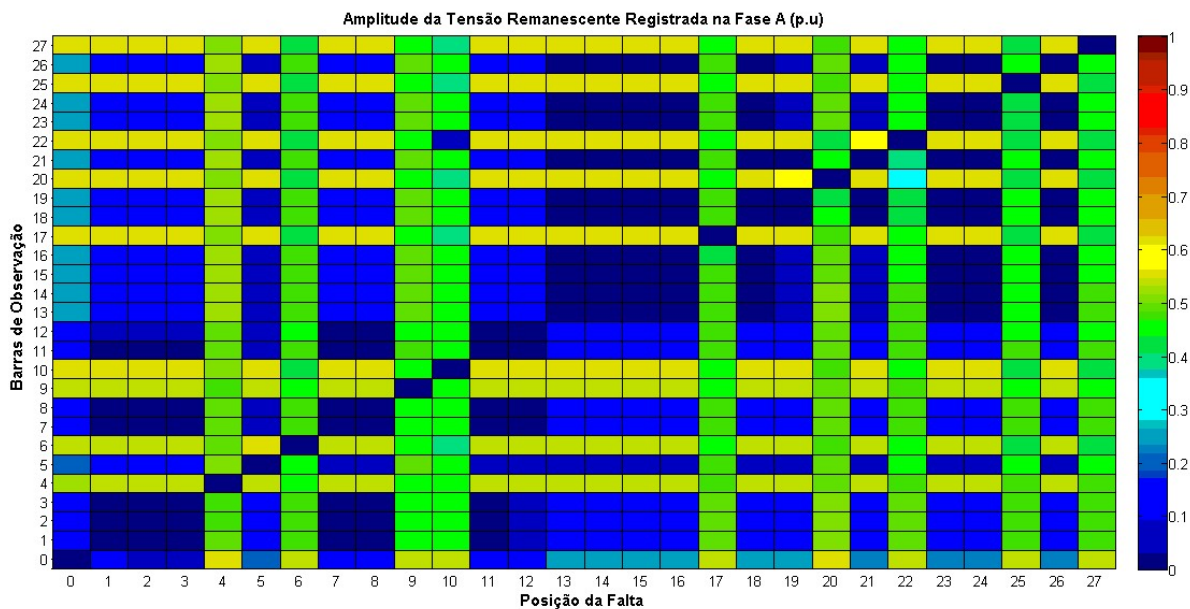
#### 4.3.1 Geração Distribuída Térmica– 22MW

A propagação dos afundamentos de tensão devido aos curtos-circuitos simulados, monofásico, bifásico com terra e trifásico, da rede em análise com a adição de geração distribuída; fonte UTE conectada à barra 14 e com potência gerada de 22MW, será avaliada através das visualizações gráficas para cada uma dessas contingências, conforme as seções seguintes.

##### 4.3.1.1 Curto-Circuito 1F - Geração Distribuída UTE

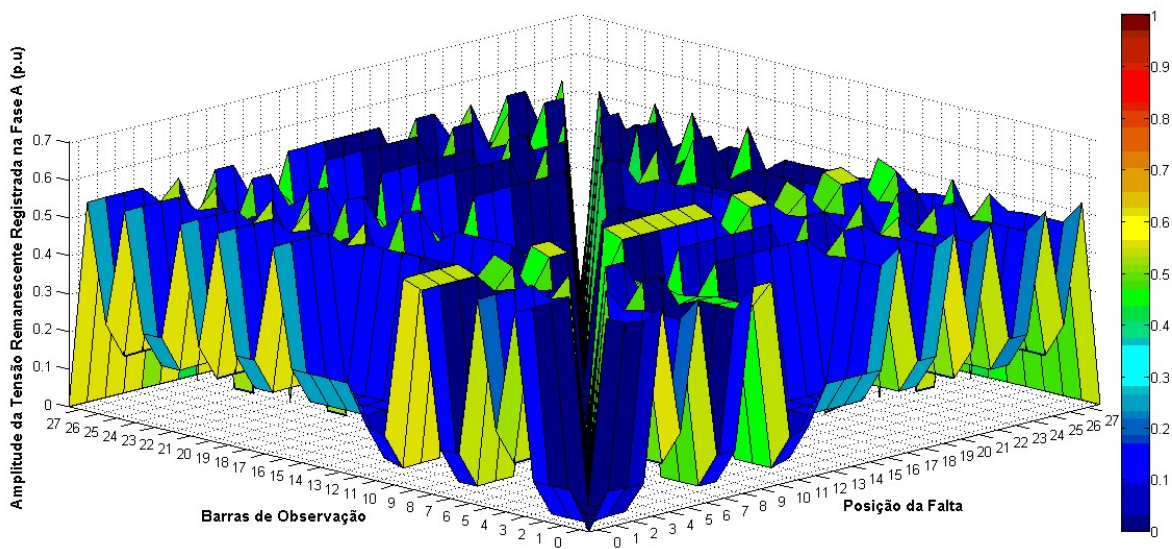
Nas Figuras 50 e 51 seguem as visualizações gráficas da propagação dos afundamentos de tensão, devido às faltas monofásicas, no sistema de distribuição com geração distribuída consistindo de uma fonte de geração térmica à biomassa.

Figura 50 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 1F, com GD de UTE.



Fonte: próprio autor.

Figura 51 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 1F, com GD de UTE.

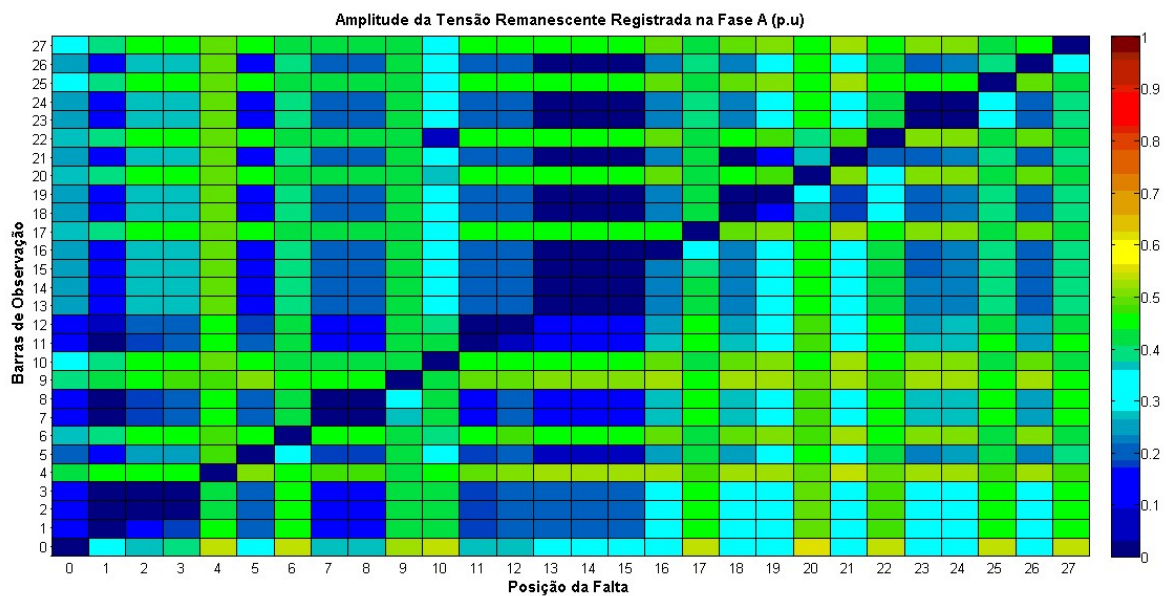


Fonte: próprio autor.

#### 4.3.1.2 Curto-Circuito 2F - Geração Distribuída UTE

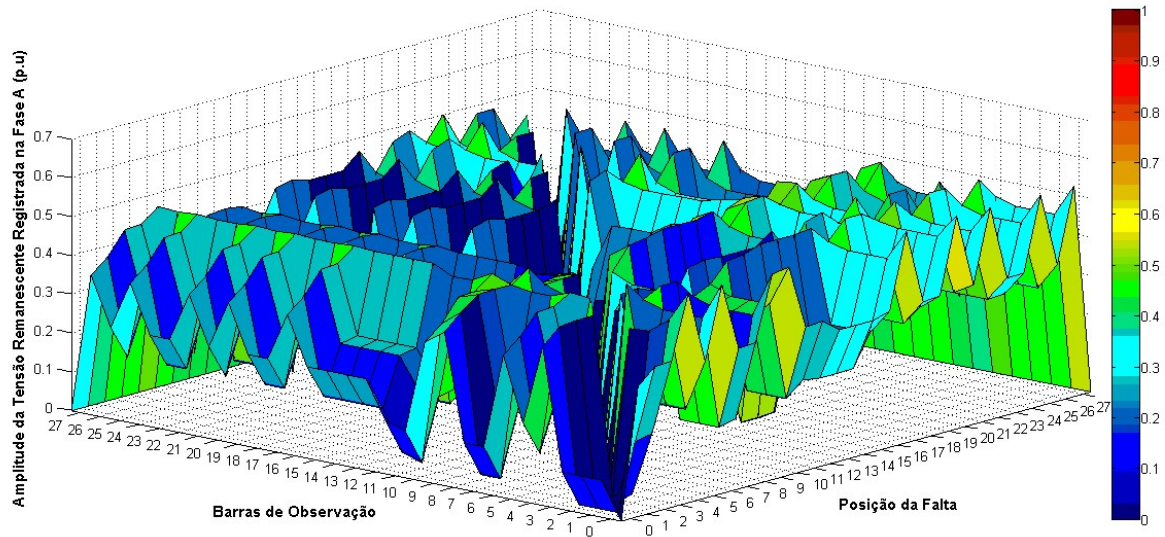
Nas Figuras 52 e 53 seguem as visualizações gráficas da propagação dos afundamentos de tensão, devido às faltas bifásicas com terra, no sistema de distribuição com geração distribuída com fonte de geração térmica à biomassa.

Figura 52 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 2F, com GD de UTE.



Fonte: próprio autor.

Figura 53 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 2F, com GD de UTE.

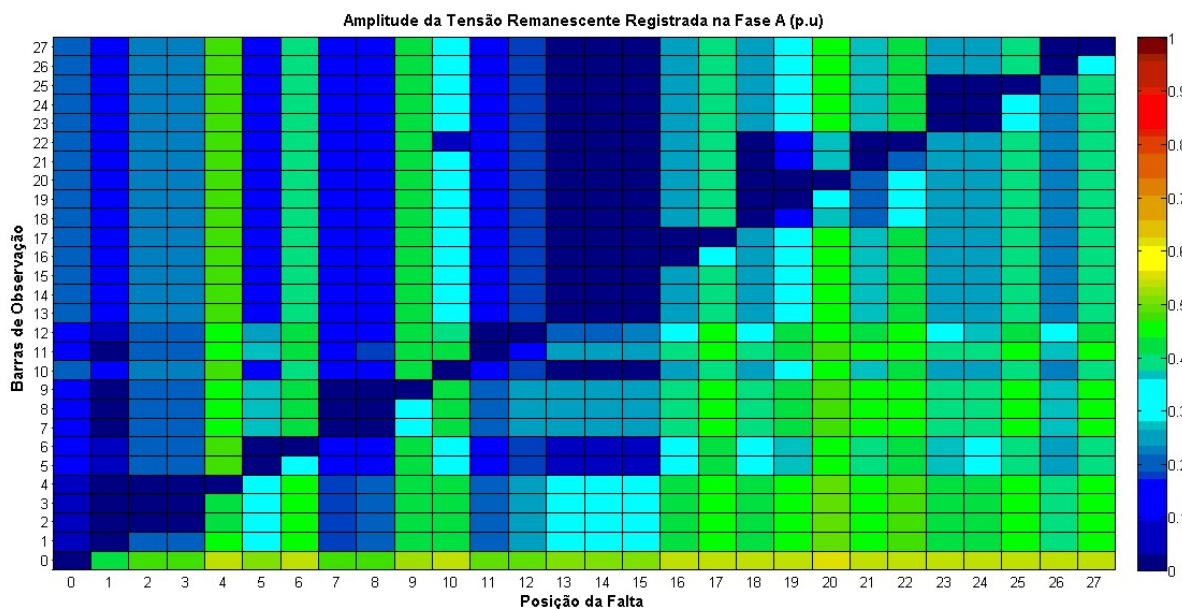


Fonte: próprio autor.

#### 4.3.1.3 Curto-Circuito 3F - Geração Distribuída UTE

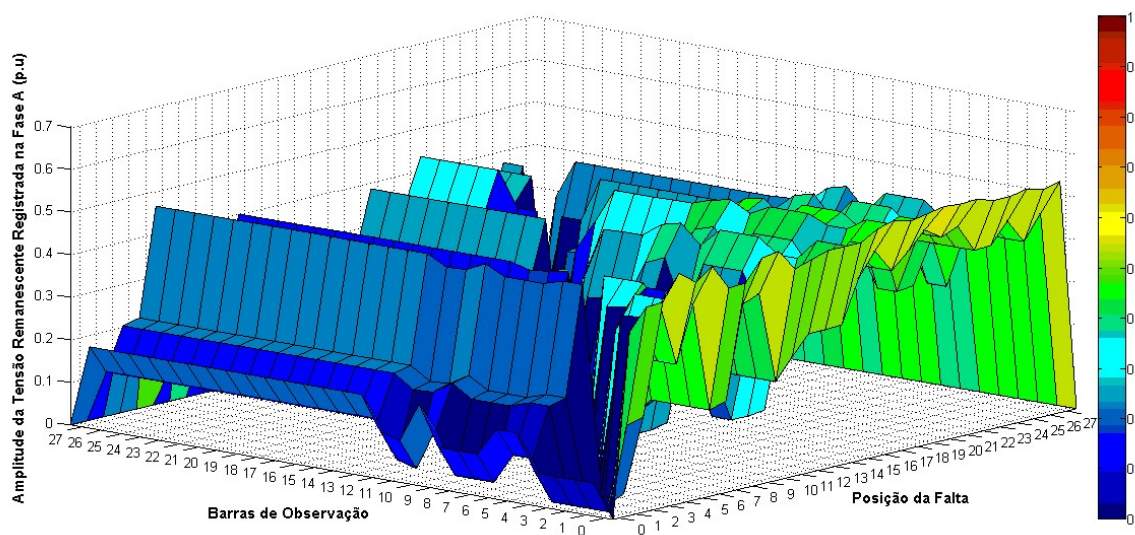
Nas Figuras 54 e 55 seguem as visualizações gráficas da propagação dos afundamentos de tensão, devido às faltas trifásicas, no sistema de distribuição com geração distribuída constituída de uma fonte de geração térmica à biomassa.

Figura 54 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 3F, com GD de UTE.



Fonte: próprio autor.

Figura 55 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 3F, com GD de UTE.



Fonte: próprio autor.

Para as Figuras 50 até 55 também se aplicam as mesmas análises realizadas para o caso base explorado anteriormente, com respeito aos pontos críticos da diagonal principal, às tensões mais severas registradas próximo da fonte, da influência das ligações dos transformadores na propagação de tensão e avaliação do comportamento dos afundamentos quanto maior a proximidade com o ponto de aplicação da falta.

O mesmo comportamento observado com inserção da geração distribuída hidrelétrica, nota-se com a geração distribuída termelétrica, que nas barras próximas onde a fonte de geração distribuída é inserida, percebe-se um ligeiro aumento de tensão justificado pelo aumento da potência de curto-circuito na barra de locação da GD.

Constata-se ainda que a localização da geração distribuída no sistema em estudo, influencia na recuperação de tensão e mitigação dos afundamentos de tensão, pois mesmo a geração termelétrica possuindo uma potência de 22MW, sua localização no centro do sistema não permite um aumento de tensão significativo, quando comparado a sua locação em finais de ramais, como nas gerações distribuídas hidrelétricas avaliadas anteriormente.

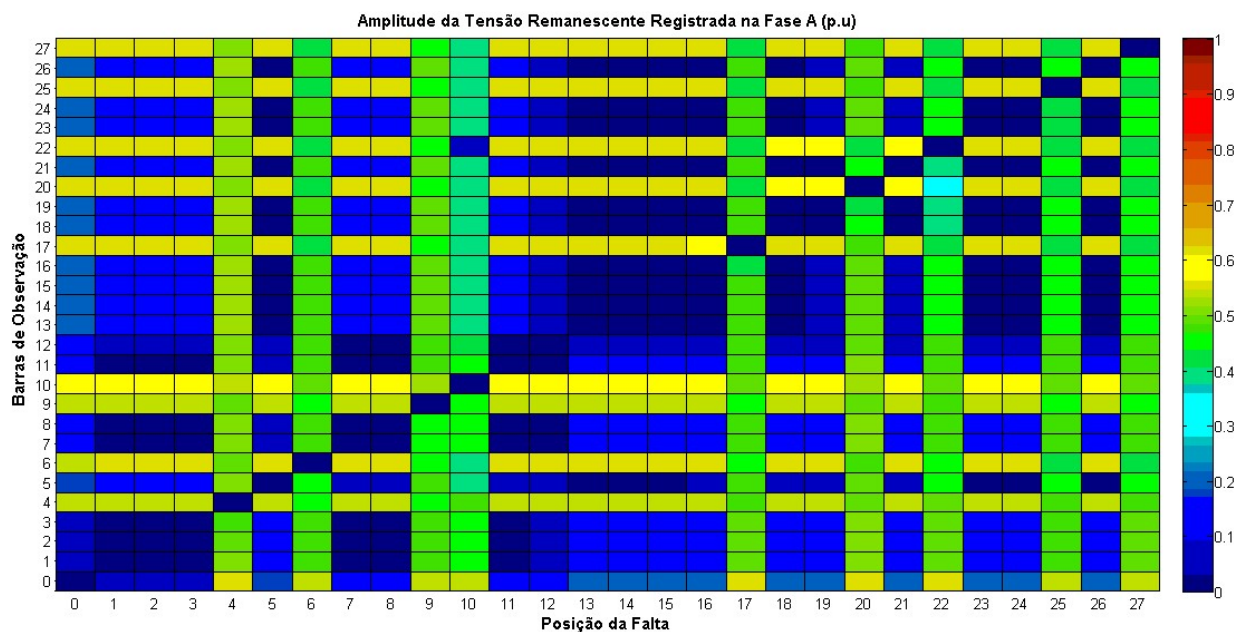
#### **4.3.2 Minigeração Distribuída UTE – 3 MW**

A propagação dos afundamentos de tensão devido aos curtos-circuitos simulados, monofásico, bifásico com terra e trifásico, na rede em análise com a adição de minigeração distribuída; fonte de geração térmica à biomassa conectada à barra 10 e com potência gerada de 3MW, será avaliada através das visualizações gráficas para cada uma dessas contingências, conforme as seções seguintes.

##### **4.3.2.1 Curto-Circuito 1F - Minigeração Distribuída UTE**

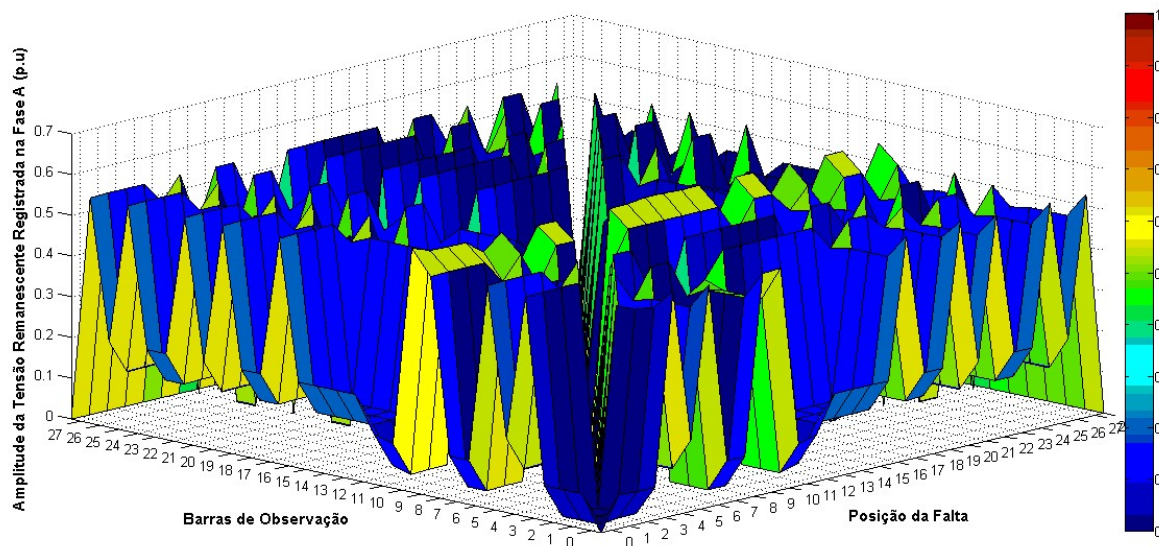
Nas Figuras 56 e 57 seguem as visualizações gráficas da propagação dos afundamentos de tensão, devido às faltas monofásicas, no sistema de distribuição com minigeração distribuída com fonte de geração térmica.

Figura 56 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 1F, com MiniGD de UTE.



Fonte: próprio autor.

Figura 57 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 1F, com MiniGD de UTE.

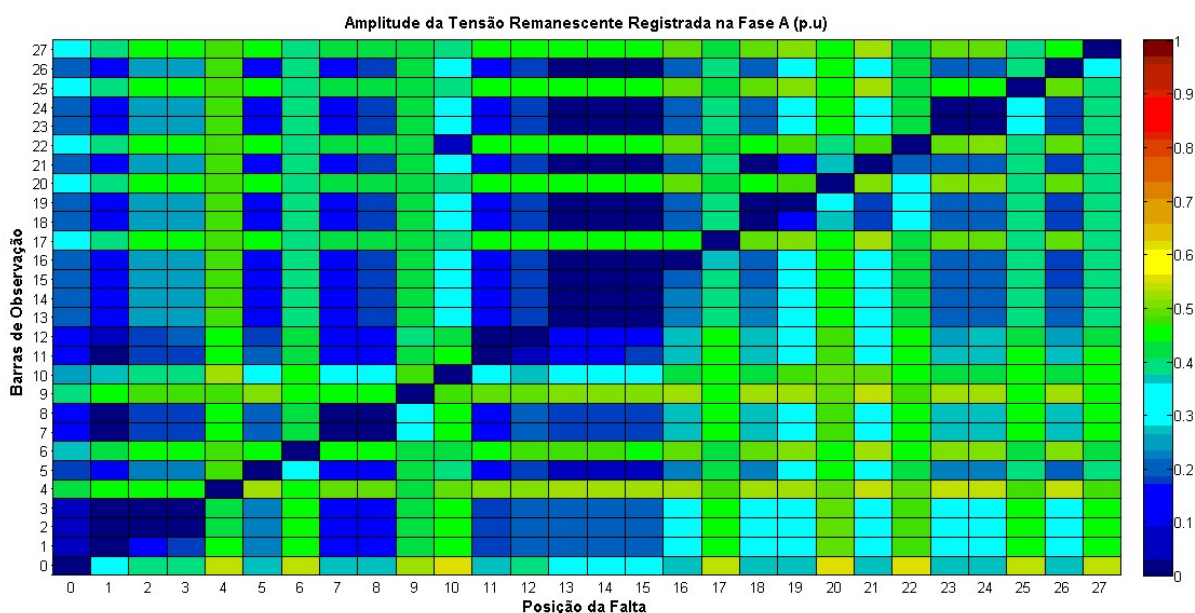


Fonte: próprio autor.

#### 4.3.2.2 Curto-Circuito 2F - Minigeração Distribuída UTE

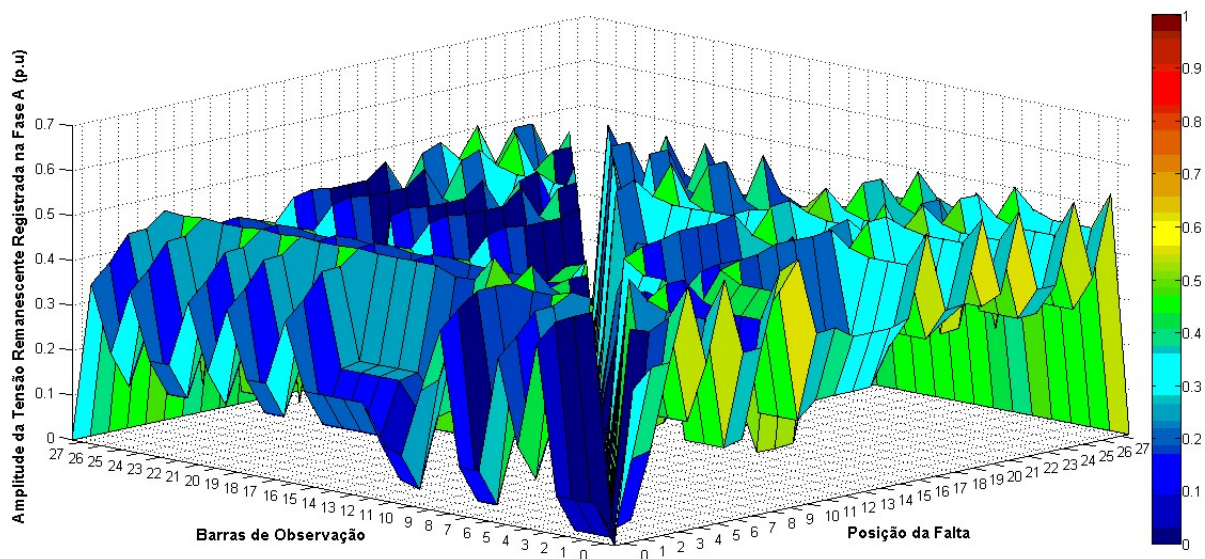
Nas Figuras 58 e 59 seguem as visualizações gráficas da propagação dos afundamentos de tensão, devido às faltas bifásicas para terra, no sistema de distribuição com minigeração distribuída com fonte de geração térmica.

Figura 58 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 2F, com MiniGD de UTE.



Fonte: próprio autor.

Figura 59 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 2F, com MiniGD de UTE.

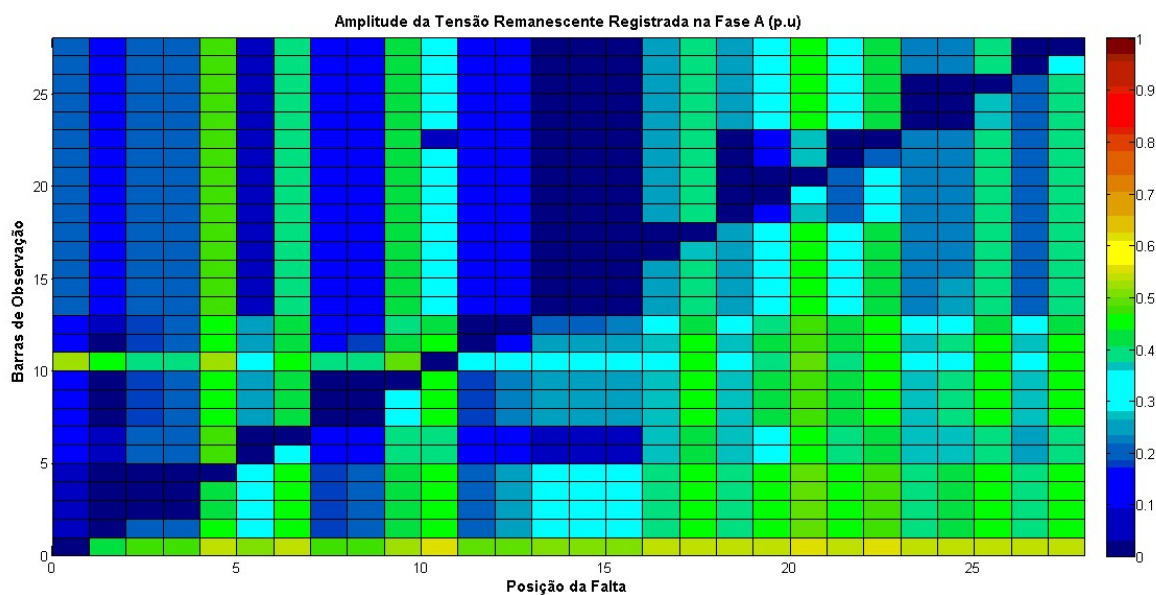


Fonte: próprio autor.

#### 4.3.2.3 Curto-Circuito 3F - Minigeração Distribuída UTE

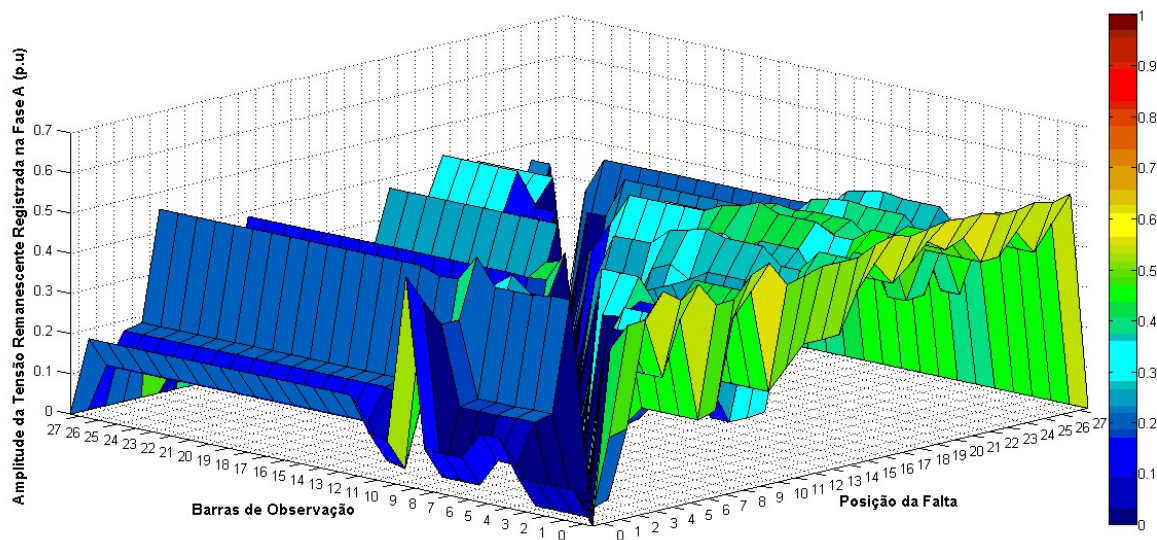
Nas Figuras 60 e 61 seguem as visualizações gráficas da propagação dos afundamentos de tensão, devido às faltas trifásicas, no sistema de distribuição com minigeração distribuída com fonte de geração térmica.

Figura 60 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 3F, com MiniGD de UTE.



Fonte: próprio autor.

Figura 61 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 3F, com MiniGD de UTE.



Fonte: próprio autor.

Das Figuras 56 até 61, com a minigeração distribuída inserida no sistema de distribuição, também notou-se um sensível aumento de tensão próximo as barras que possui fonte de minigeração distribuída inserida. Com a conexão de minigeração distribuída, as tensões

remanescentes apresentam-se menores do que as constadas na propagação de tensão no sistema com geração distribuída, apesar dos efeitos semelhantes na propagação, devido ao porte reduzido da minigeração, de potência de 3MW, comparado a geração distribuída de 22MW.

#### **4.4 CASO 3 – CASO BASE COM GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA – SOL**

Nesta seção estão compreendidas as análises de propagação dos afundamentos de tensão, no cenário do caso 3 descrito na Tabela 18, que corresponde ao sistema de distribuição base com inserção de geração e minigeração distribuída, modeladas por geração solar fotovoltaica, cujos parâmetros encontram-se ajustados na seção 3.2.3.3.

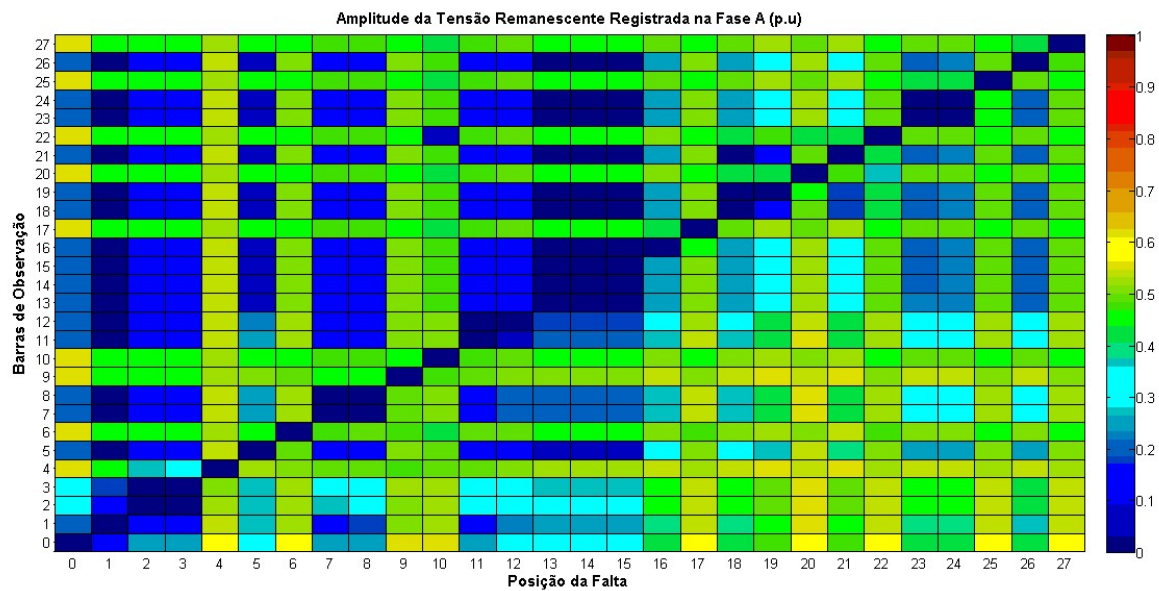
##### **4.4.1 Geração Distribuída Solar– 6MW**

A propagação dos afundamentos de tensão devido aos curtos-circuitos simulados, monofásico, bifásico com terra e trifásico, da rede em análise com a adição de geração distribuída, de fonte de geração solar fotovoltaica, conectada à barra 3 e com potência gerada de 6MW, será avaliada através das visualizações gráficas para cada uma dessas contingências, conforme as seções seguintes.

###### **4.4.1.1 Curto-Circuito 1F - Geração Distribuída SOLAR**

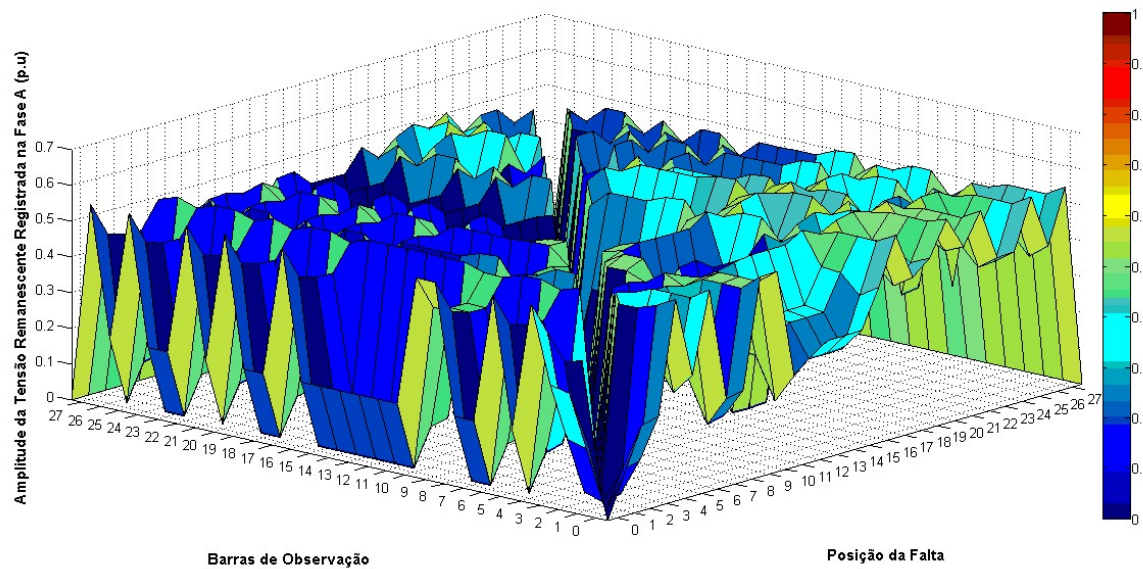
Nas Figuras 62 e 63 seguem as visualizações gráficas da propagação dos afundamentos de tensão, devido às faltas monofásicas, no sistema de distribuição com geração distribuída com fonte de geração solar fotovoltaica.

Figura 62 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 1F, com GD de SOLAR.



Fonte: próprio autor.

Figura 62 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 1F, com GD de SOLAR.

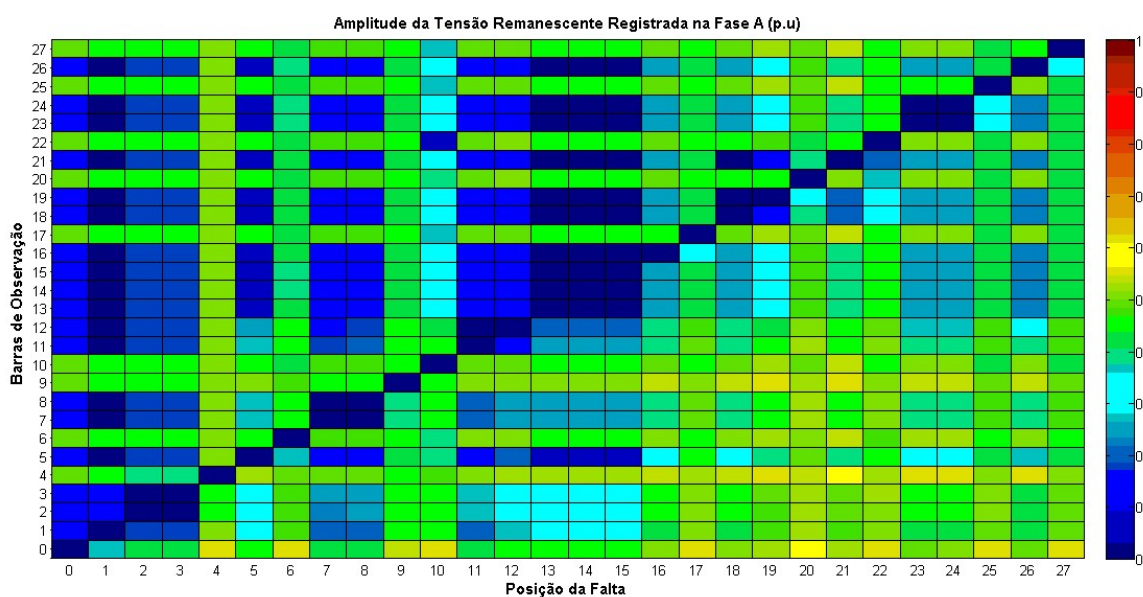


Fonte: próprio autor.

#### 4.4.1.2 Curto-Circuito 2F - Geração Distribuída SOLAR

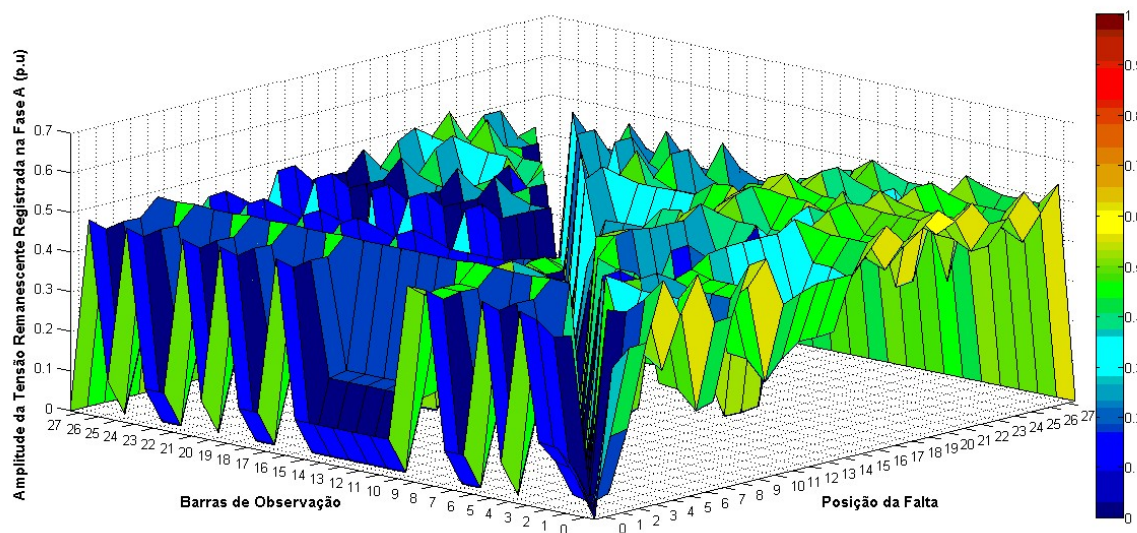
Nas Figuras 64 e 65 seguem as visualizações gráficas da propagação dos afundamentos de tensão, devido às faltas bifásicas com terra, no sistema de distribuição com geração distribuída com fonte de geração solar fotovoltaica.

Figura 64 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 2F, com GD de SOLAR.



Fonte: próprio autor.

Figura 65 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 2F, com GD de SOLAR.

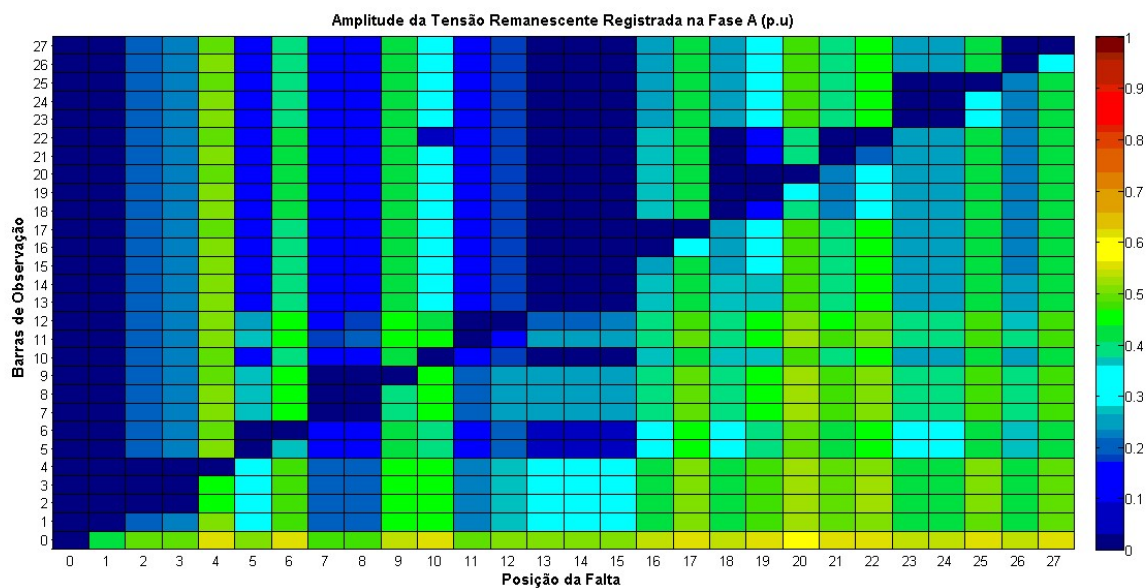


Fonte: próprio autor.

#### 4.4.1.3 Curto-Circuito 3F - Geração Distribuída SOLAR

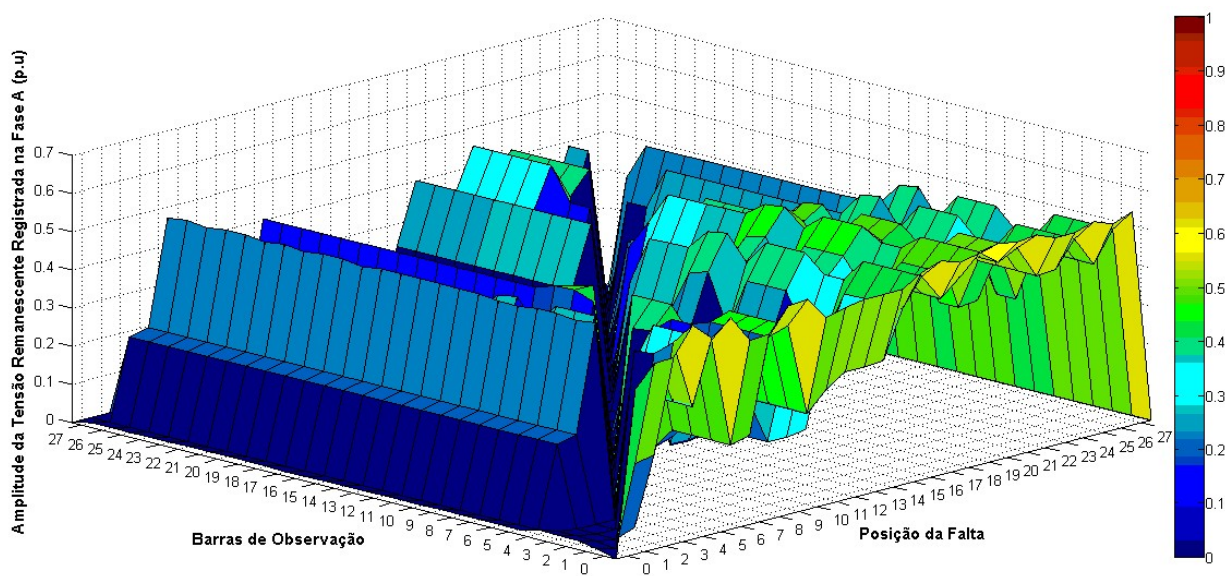
Nas Figuras 66 e 67 seguem as visualizações gráficas da propagação dos afundamentos de tensão, devido às faltas trifásicas, no sistema de distribuição com geração distribuída com fonte de geração solar fotovoltaica.

Figura 66 – Visualização Gráfica da MTDf para curto-circuito 3F, com GD de SOLAR.



Fonte: próprio autor.

Figura 67 – Visualização Gráfica 3D da MTDf para curto-circuito 3F, com GD de SOLAR.



Fonte: próprio autor.

Das Figuras 62 até 67, com geração distribuída solar fotovoltaica inserida no sistema de distribuição, notou-se o mesmo comportamento observado com inserção da geração distribuída hidrelétrica e termelétrica, que nas barras próximas onde a fonte de geração distribuída é inserida, percebe-se um suave aumento de tensão justificado pelo aumento da potência de curto-circuito na barra de locação da GD.

Confirma-se mais uma vez que a localização da geração distribuída no sistema em estudo, influencia na recuperação de tensão e mitigação dos afundamentos de tensão, pois a geração fotovoltaica de 6MW, com sua localização no ramal de ligação próximo a barra de referência permite um aumento de tensão significativo não apenas nas barras próximas, mas apresenta uma recuperação de tensão em barras mais afastadas, quando comparado com as outras fontes de geração.

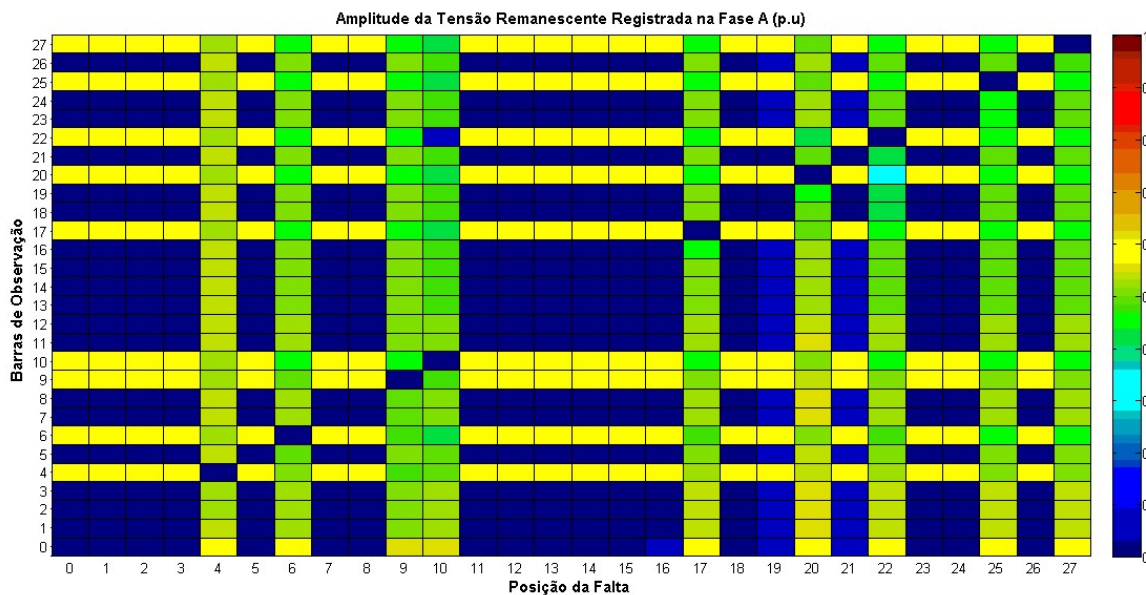
#### **4.4.2 Minigeração Distribuída SOLAR – 1 MW**

A propagação dos afundamentos de tensão devido aos curtos-circuitos simulados, monofásico, bifásico com terra e trifásico, da rede em análise com a adição de minigeração distribuída, de fonte de geração solar fotovoltaica, conectada à barra 4 e com potência gerada de 1MW, será avaliada através das visualizações gráficas para cada uma dessas contingências, conforme as seções seguintes.

##### **4.4.2.1 Curto-Circuito 1F - Minigeração Distribuída SOLAR**

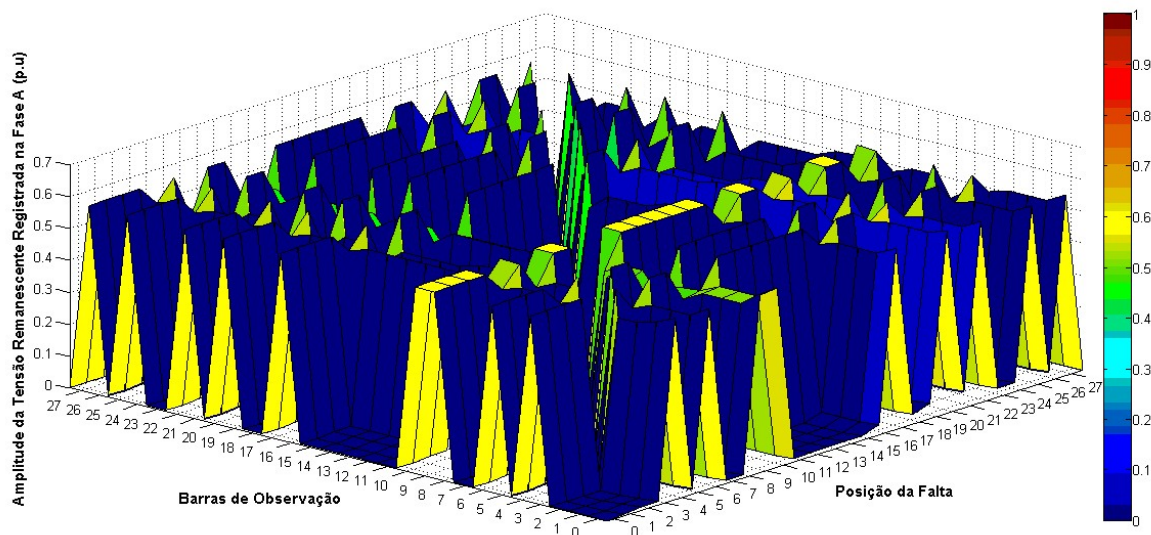
Nas Figuras 68 e 69 seguem as visualizações gráficas da propagação dos afundamentos de tensão, devido às faltas monofásicas, no sistema de distribuição com minigeração distribuída com fonte de geração solar fotovoltaica.

Figura 68 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 1F, com MiniGD de SOLAR.



Fonte: próprio autor.

Figura 69 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 1F, com MiniGD de SOLAR.

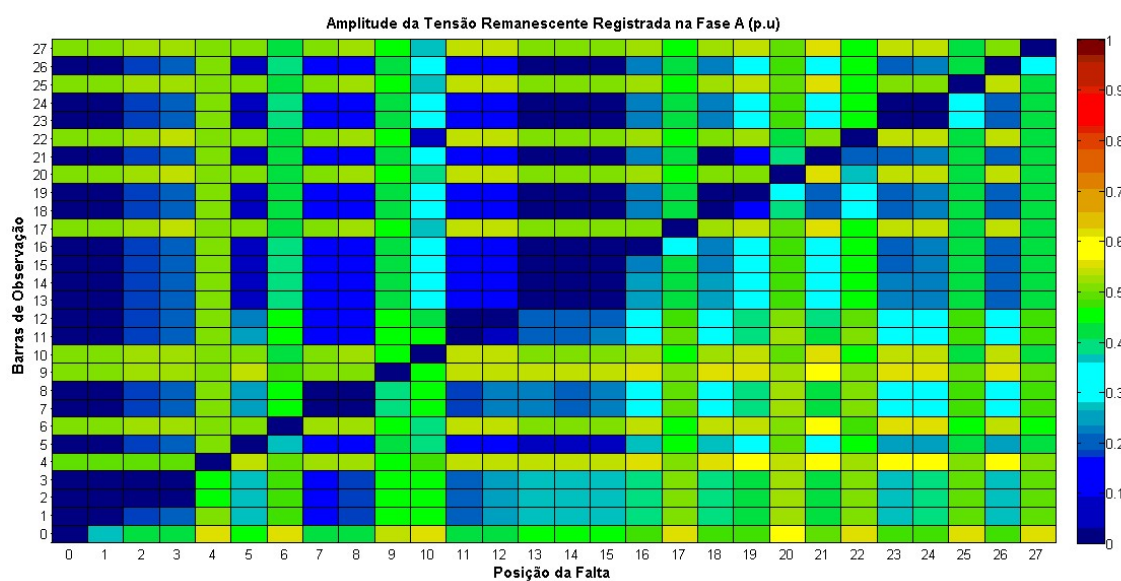


Fonte: próprio autor.

#### 4.4.2.2 Curto-Circuito 2F - Minigeração Distribuída SOLAR

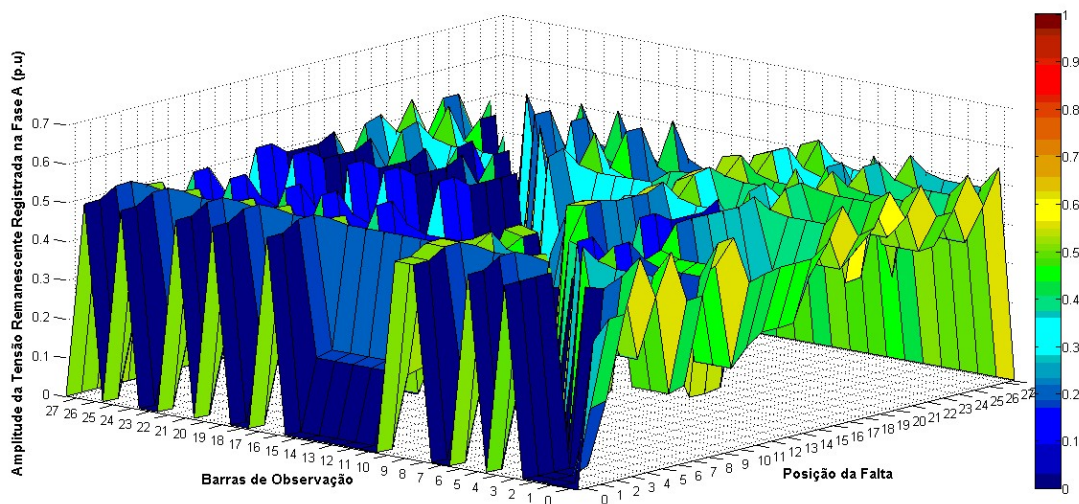
Nas Figuras 70 e 71 seguem as visualizações gráficas da propagação dos afundamentos de tensão, devido às faltas bifásicas à terra, no sistema de distribuição com minigeração distribuída com fonte de geração solar fotovoltaica.

Figura 70 – Visualização Gráfica da MTDF para curto-circuito 2F, com MiniGD de SOLAR.



Fonte: próprio autor.

Figura 71 – Visualização Gráfica 3D da MTDF para curto-circuito 2F, com MiniGD de SOLAR.

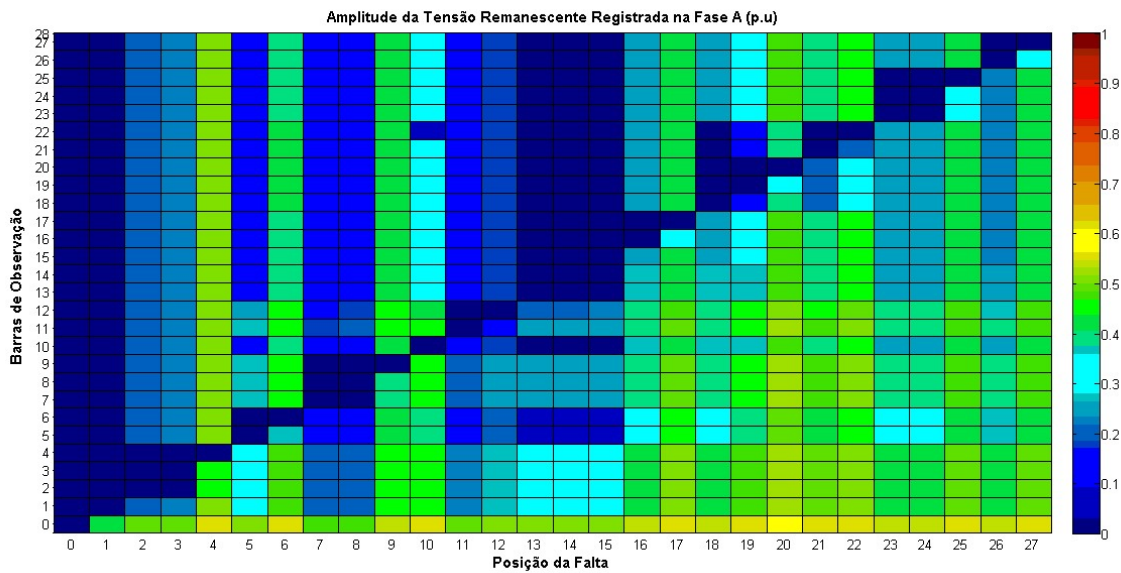


Fonte: próprio autor.

#### 4.4.2.3 Curto-Circuito 3F - Minigeração Distribuída SOLAR

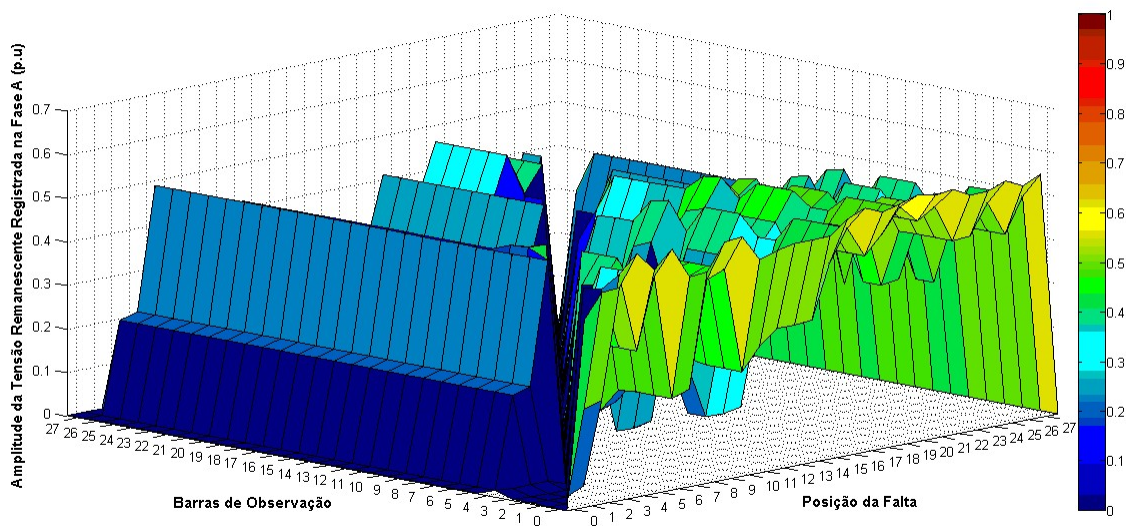
Nas Figuras 72 e 73 seguem as visualizações gráficas da propagação dos afundamentos de tensão, devido às faltas trifásicas, no sistema de distribuição com minigeração distribuída com fonte de geração solar fotovoltaica.

Figura 73 – Visualização Gráfica da MTDf para curto-circuito 3F, com MiniGD de SOLAR.



Fonte: próprio autor.

Figura 73 – Visualização Gráfica 3D da MTDf para curto-circuito 3F, com MiniGD de SOLAR.



Fonte: próprio autor.

Das Figuras 68 até 73, com minigeração distribuída solar fotovoltaica inserida no sistema de distribuição, notou-se um aumento de tensão próximo às barras que possui a fonte de geração distribuída inserida.

Da mesma maneira que as demais minigerações distribuídas avaliadas anteriormente, as tensões remanescentes apresentam-se menores do que as constadas na propagação de tensão no sistema com geração distribuída, apesar dos efeitos semelhantes na propagação.

No entanto, comparando os efeitos de propagação de tensão e diminuição da severidade dos afundamentos entre as minigerações, a geração fotovoltaica solar foi a que demonstrou menor contribuição para recuperação de tensão, justificado pela pequena capacidade instalada de geração, com potência nominal de 1MW.

#### 4.5 COMPARAÇÕES DA INFLUÊNCIA DAS GERAÇÕES E MINIGERAÇÕES DISTRIBUÍDAS

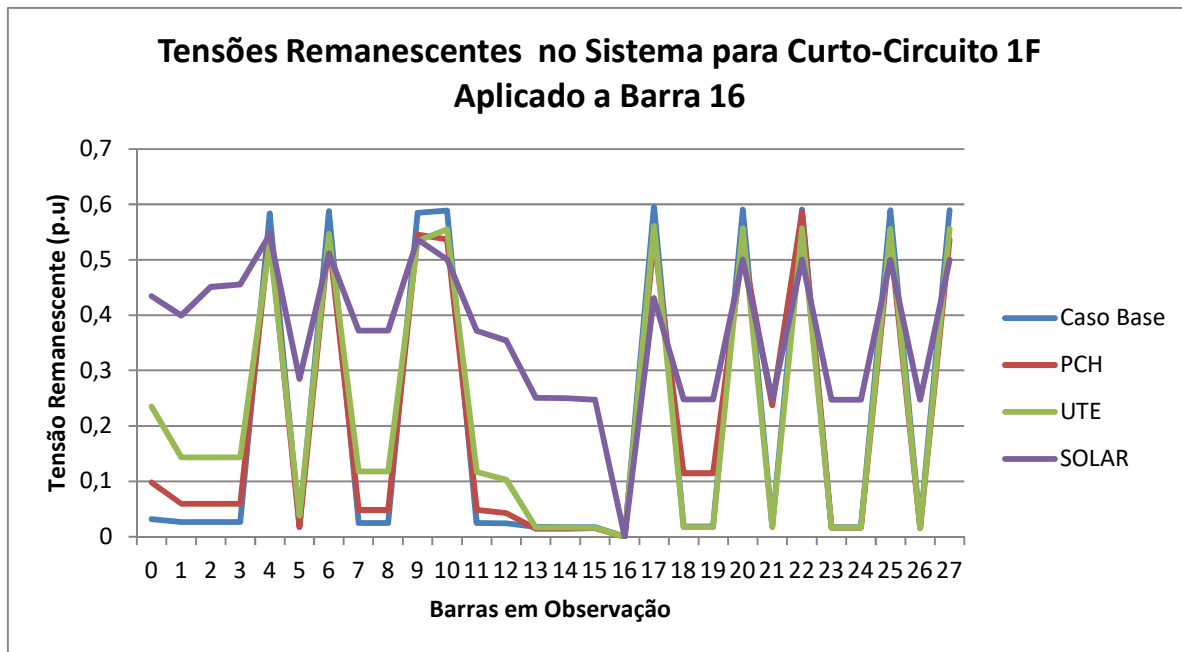
Nesta seção serão realizadas comparações das tensões remanescentes do sistema devido a uma falta na barra 16, para uma análise do comportamento de propagação nos quatro cenários listados na Tabela 18. Foi adotada essa barra por não possuir geração distribuída alocada, por ser uma barra do lado de ligação delta e por estar localizada num ramal, que apresenta maior sensibilidade aos efeitos dos afundamentos de tensão.

As comparações serão realizadas entre a geração distribuída e a minigeração distribuída, sintetizando as propagações das tensões devido aos curtos monofásicos, bifásicos para terra e trifásicos aplicados.

##### 4.5.1 Quanto a Geração Distribuída

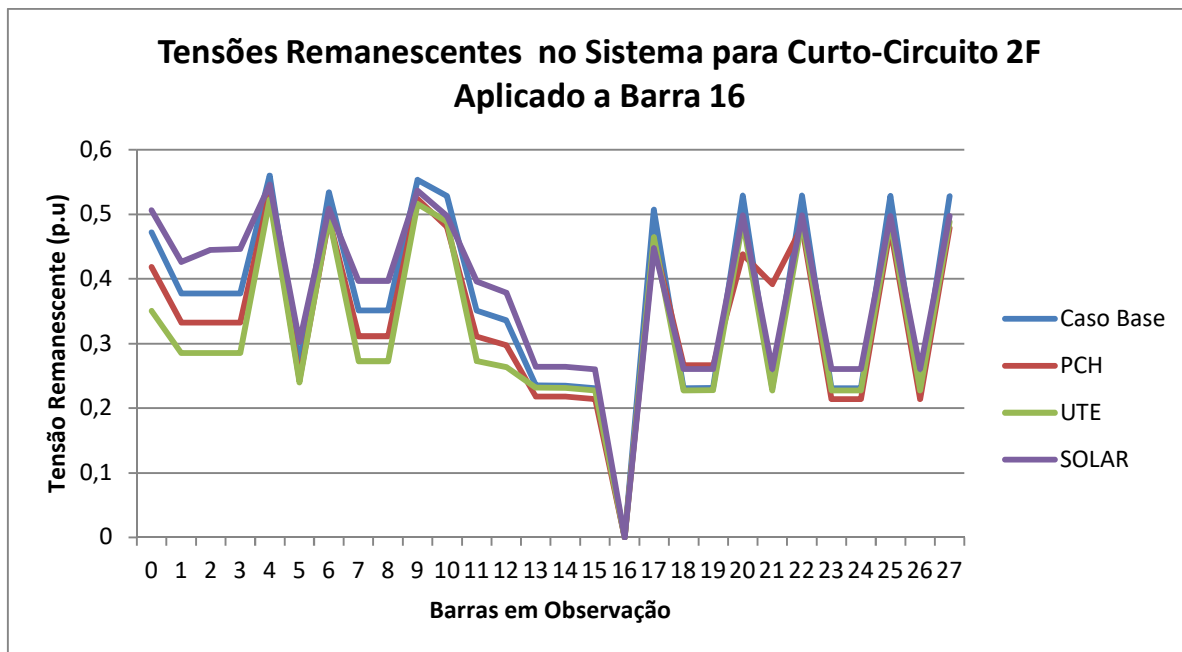
Nas Figuras 74, 75 e 76 estão expostas as comparações realizadas das tensões remanescente no sistema com e sem as gerações distribuídas, devido às faltas monofásicas, bifásicas para terra e trifásicas respectivamente.

Figura 74 – Tensões Remanescentes no Sistema com GD para Curto-circuito 1F aplicado a Barra 16.



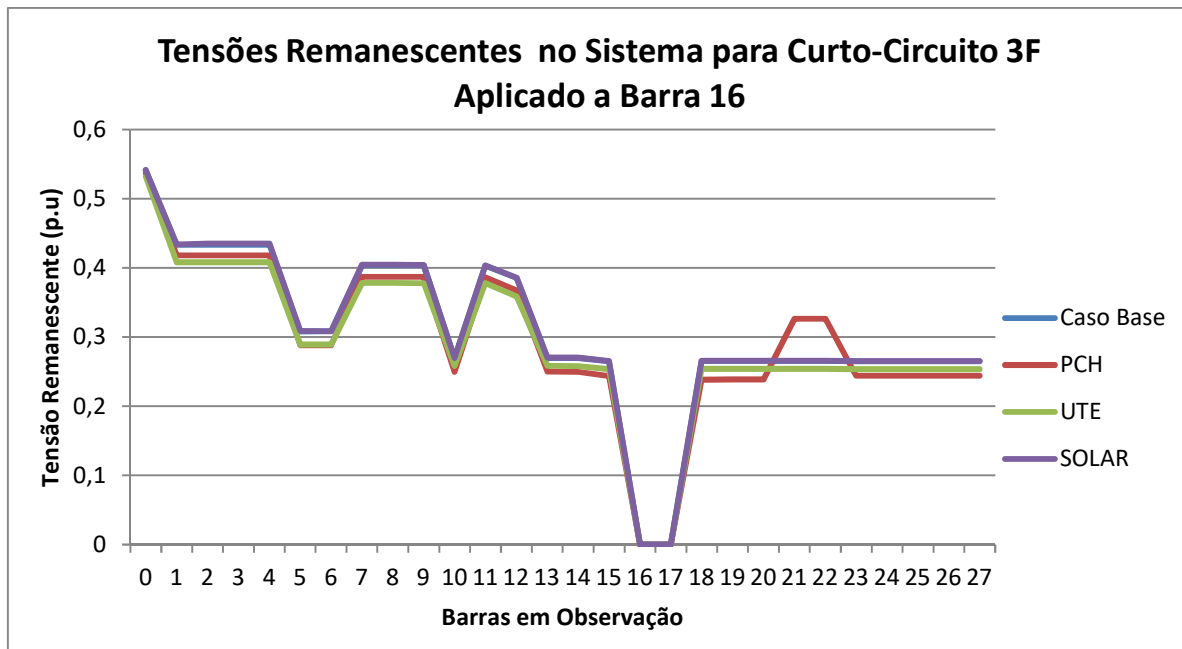
Fonte: próprio autor.

Figura 75 – Tensões Remanescentes no Sistema com GD para Curto-circuito 2F aplicado a Barra 16.



Fonte: próprio autor.

Figura 76– Tensões Remanescentes no Sistema com GD para Curto-circuito 3F aplicado a Barra 16.

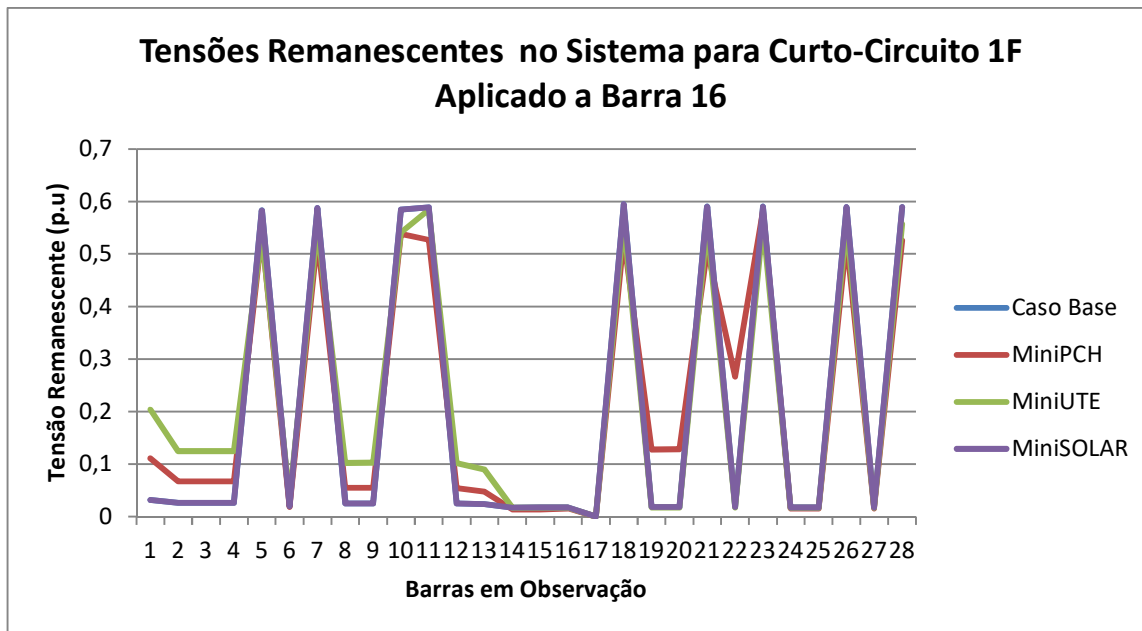


Fonte: próprio autor.

#### 4.5.2 Quanto a Minigeração Distribuída

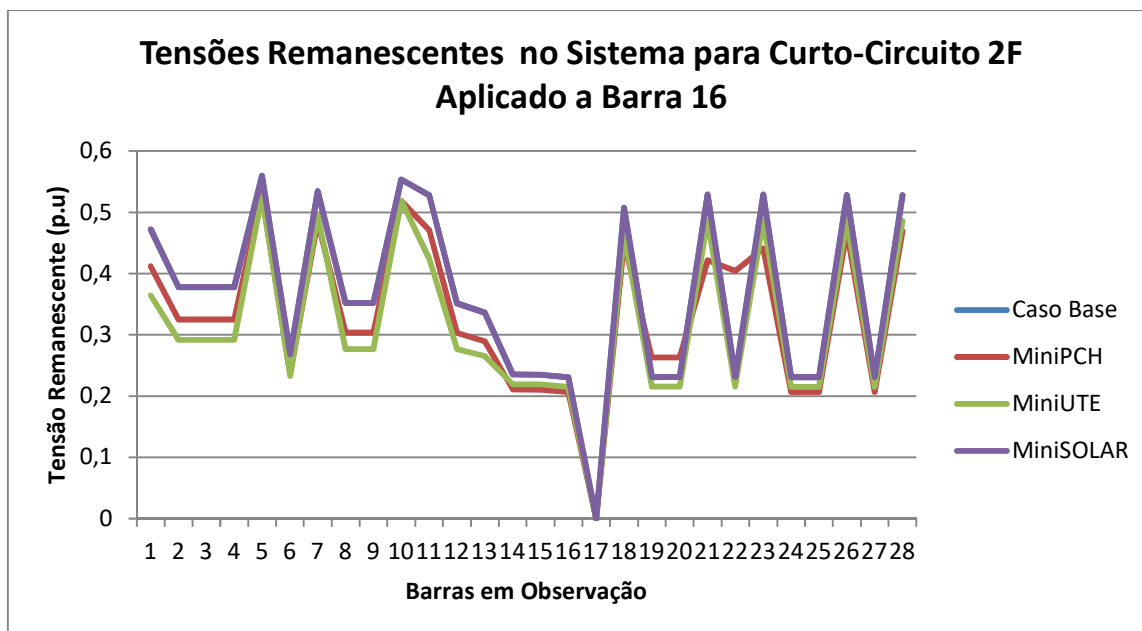
Nas Figuras 77, 78 e 79 estão expostas as comparações realizadas das tensões remanescente no sistema com e sem as minigerações distribuídas, devido às faltas monofásicas, bifásicas para terra e trifásicas respectivamente.

Figura 77 – Tensões Remanescentes no Sistema com MiniGD para Curto-circuito 1F aplicado a Barra 16.



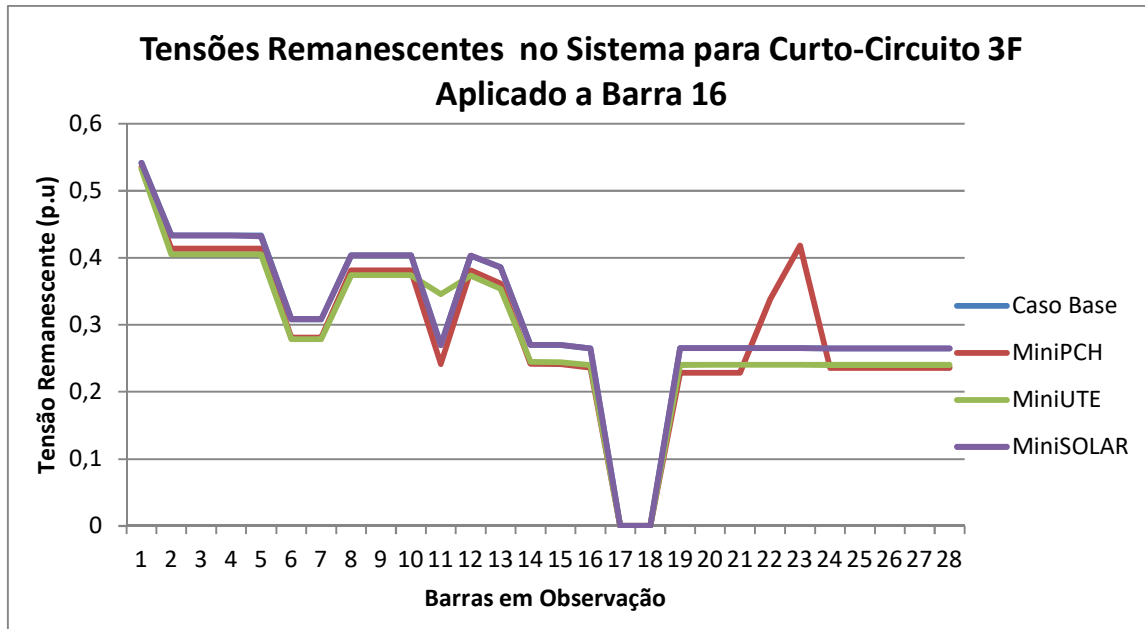
Fonte: próprio autor.

Figura 78 – Tensões Remanescentes no Sistema com MiniGD para Curto-circuito 2F aplicado a Barra 16 .



Fonte: próprio autor.

Figura 79 – Tensões Remanescentes no Sistema com MiniGD para Curto-circuito 3F aplicado a Barra 16 .



Fonte: próprio autor.

#### 4.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Mediante análise de todos os casos simulados, verifica-se que a geração distribuída, unicamente, contribui para o número de afundamentos de tensão de forma positiva, reduzindo sua severidade.

A principal conclusão diante das comparações realizadas é que em todos os casos, há um aumento na amplitude das tensões remanescentes no ponto de conexão e nas proximidades do local de inserção de geração e minigeração distribuída, devido ao aumento da potência de curto-circuito na barra onde a GD está alocada.

O destaque está para geração distribuída hidrelétrica, que se sobressai das demais fontes em todas as condições de faltas, em virtude das características intrínsecas da máquina síncrona, que é modelada para a análise de curto-circuito por uma fonte de tensão constante seguido por uma impedância, que submetida a uma transitoriedade tenta manter a tensão constante, com quedas de tensão mínimas.

Outro ponto de notoriedade nas comparações realizadas é que a medida que a gravidade da falta vai se intensificando, a presença das gerações distribuídas contribui menos para diminuição das severidades dos afundamentos.

## 5 ROBUSTEZ DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

A robustez do sistema de distribuição pode ser definida como a capacidade do sistema em manter os níveis de perturbação normalizados, quando as condições externas mudam, ou seja, quando da ocorrência de contingências no sistema.

Em outras palavras, a robustez do sistema indica a capacidade do sistema em responder positivamente ou negativamente frente aos afundamentos de tensão enfrentados e será dependente do comportamento da propagação desses distúrbios.

Em Carpinelli et al. (2009) é sugerido a utilização de um Índice de Robustez (RI) de um nó  $k$  para verificação da robustez do sistema de energia elétrica através da equação a seguir:

$$RI_k = \frac{AAD_k}{EAD_k} \quad (5)$$

Onde:

$RI_k$  = Índice de Robustez

$AAD_k$  = Dimensão da Área Afetada

$EAD_k$  = Dimensão da Área Exposta

A dimensão da área afetada ( $AAD_k$ ) define o número de nós contidos na área afetada do nó  $k$  para um determinado limite estabelecido. Já a dimensão da área exposta ( $EAD_k$ ) define o número de nós contidos na área exposta do nó  $k$ .

Relembrando que a área afetada é a região da rede onde se observa o número de barras que são afetados pelos afundamentos de tensão devido a uma falta em um determinado barramento. Enquanto a área exposta define a região que abrange os barramentos onde a ocorrência de faltas levará a afundamentos de tensão na barra em análise, ou seja, está associada a uma barra de monitoramento.

Diante disso, o índice de robustez será tratado como um índice dimensional do número de nós que são afetados por afundamentos devido a uma falta em um nó  $k$ , em relação ao valor dos nós que causam afundamentos no nó  $k$ .

Então, quando a taxa de robustez for menor que um, para um determinado limite de tensão, indicará que a barra em análise sofre mais afundamentos do que provoca, se o índice for maior que um, ocorre o contrário, a barra produz mais afundamentos do que suporta, e caso for igual a um a barra indica neutralidade em relação ao comportamento dos afundamentos. A obtenção do índice de robustez de uma barra, portanto, pode informar o desempenho do nó, e consequentemente, do sistema em análise.

Assim sendo, mediante as propagações dos afundamentos de tensão ocasionados por um curto-circuito trifásico será avaliado o índice de robustez da barra 19 para todos os cenários simulados, sem e com a presença de geração distribuída.

As dimensões da área afetada e da área exposta da barra 19 foram extraídas das Tabelas 19 e 20, que listam as tensões registradas em p.u pela área afetada e área exposta para cada caso simulado.

Tabela 19 – Tensões Registradas na Ocorrência de uma Falta Trifásica na Barra 19 em pu.

<b>Barras em Observação</b>	<b>Caso Base</b>	<b>PCH</b>	<b>UTE</b>	<b>SOLAR</b>
0	0,55246560	0,54939219	0,54013851	0,55249460
1	0,47652848	0,46684144	0,44362538	0,47717173
2	0,47652848	0,46686049	0,44364348	0,47809013
3	0,47652848	0,46686047	0,44364346	0,47817022
4	0,47657972	0,46681445	0,44360931	0,47797625
5	0,38870377	0,37522902	0,36405734	0,38920254
6	0,38870377	0,37519422	0,36405288	0,38904489
7	0,45572520	0,44505856	0,42285883	0,45635436
8	0,45572520	0,44505838	0,42285867	0,45635418
9	0,45577644	0,44501494	0,42283058	0,45616952
10	0,36144429	0,34708389	0,34476570	0,36177578
11	0,45531528	0,44470443	0,42300937	0,45590783
12	0,44301777	0,43130606	0,40842143	0,44359584
13	0,36175173	0,34738957	0,34499345	0,36217620
14	0,36144429	0,34711496	0,34475873	0,36192245
15	0,35806248	0,34327824	0,34156153	0,35856511
16	0,35826744	0,34340017	0,34168289	0,35869250
17	0,35821620	0,34336957	0,34168947	0,35854715
18	0,17134530	0,15488258	0,16342415	0,17155967
19	0	0,00000157	0,00000166	0,00000174
20	0	0,00000157	0,00000166	0,00000174

21	0,17134530	0,23595301	0,16345902	0,17159621
22	0,17139654	0,23600385	0,16346218	0,17152670
23	0,35816496	0,34334333	0,34162632	0,35863305
24	0,35816496	0,34334356	0,34162655	0,35863329
25	0,35816496	0,34331274	0,34163292	0,35848776
26	0,35816496	0,34332001	0,34160312	0,35860871
27	0,35816496	0,34328942	0,34160971	0,35846343

Fonte: próprio autor.

Tabela 20 – Tensões Registradas na Barra 19 para cada Posição de Falta em pu.

Barras em Observação	Caso Base	PCH	UTE	SOLAR
0	0,005171103	0,184084559	0,190885253	0,013696745
1	0,002929882	0,149460164	0,122771244	9,85E-06
2	0,008218835	0,193199387	0,221669793	0,210720226
3	0,008700488	0,201344426	0,230960885	0,222300493
4	0,544984618	0,449880995	0,483943668	0,503223849
5	0,004914905	0,121718431	0,102043548	0,096581691
6	0,501943335	0,371485673	0,390506929	0,406862329
7	0,005355565	0,144058544	0,14875022	0,117044551
8	0,005868986	0,150702013	0,159862146	0,133354263
9	0,508194569	0,389408884	0,419178221	0,429138065
10	0,47970534	0,328128704	0,335630318	0,35341612
11	0,005624061	0,127816515	0,149179871	0,149457259
12	0,006735961	0,147540776	0,172964299	0,17449966
13	0,001136495	0,094749851	0,00158052	0,001629897
14	0,001082181	0,095090559	4,45E-06	4,61E-06
15	0,001105751	0,093484637	4,38E-06	4,54E-06
16	0,018425768	0,238632485	0,254217253	0,265883765
17	0,504402837	0,383861809	0,403909885	0,426149668
18	0,00017483	2,25E-06	2,36E-06	2,47E-06
19	0	1,57E-06	1,66E-06	1,74E-06
20	0,462796264	0,279792339	0,297049064	0,313955936
21	0,018507751	0,218623833	0,208935642	0,218906384
22	0,433282242	0,272527818	0,305904247	0,322278457
23	0,014634036	0,212154818	0,240645147	0,250847615
24	0,015371887	0,218296203	0,246609457	0,257156351
25	0,494974747	0,370255796	0,390950237	0,412041868
26	0,012861145	0,195042866	0,221805047	0,231054844

27      0,496306977   0,370141212   0,390047965   0,411153787

Fonte: próprio autor.

Os limites de tensão estabelecidos para obtenção da dimensão da área afetada e exposta foram de 90% e 10%. Dessa maneira, os índices de robustez para a barra 19 com os limites de tensão <90% e <10% estão expostos na Tabela 21.

Tabela 21 – Índices de Robustez da barra 19 para todos os cenários simulados.

	AAD <sub>k</sub> (<90%)	AAD <sub>k</sub> (<10%)	EAD <sub>k</sub> (<90%)	EAD <sub>k</sub> (<10%)	Rik (<90%)	Rik (<10%)
Caso Base	28	2	28	19	1	0,11
PCH	28	2	28	5	1	0,4
UTE	28	2	28	5	1	0,4
SOLAR	28	2	28	8	1	0,25

Fonte: próprio autor.

Os índices destacados em azul para o limite de tensão <90%, todos iguais a um, indica que existe uma neutralidade na barra 19 quanto à capacidade de exercer ou sofrer mais afundamentos de tensão.

Enquanto, nos índices destacados em laranja para o limite de tensão <10%, menores que um, indica que o nó 19 sofre mais afundamentos do que provoca, ou seja, o número de barras na área de vulnerabilidade é maior que o número de barras da área afetada.

Dessa maneira, quando o índice indica que a barra 19 sofre mais afundamentos do que ocasiona, considerando limites de tensão equivalentes a interrupção de energia, o mesmo funciona como critério de sensibilidade da barra, em casos de uma futura conexão de cargas sensíveis a desligamentos.

O índice de robustez avalia, portanto, os impactos dos afundamentos de tensão em uma barra de forma sintetizada, associando a dimensão da área afetada e exposta, com a suscetibilidade desta barra em receber ou promover mais afundamentos, imprimindo então a sensibilidade da barra em receber novas cargas.

Além disso, é possível constatar com a Tabela 21, que o uso das gerações distribuídas, aumenta o índice de robustez de uma barra do sistema, ou seja, a barra torna-se menos vulnerável aos impactos ocasionados pelos afundamentos de tensão, análise já comprovada, diante das

diversas visualizações gráficas da matriz de tensão durante faltas analisadas no capítulo anterior, que indica aumento de tensão significativo com o uso de gerações distribuídas.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo serão apresentadas as conclusões e os trabalhos futuros na linha de pesquisa mostrada no trabalho.

### 6.1 CONCLUSÕES

A realização de estudos que investigam os afundamentos de tensão em sistemas elétricos com geração distribuída mostrou-se importante para o entendimento do comportamento da tensão quando exposta a diversos tipos de curto-circuito.

O método de simulação de curto-circuito utilizado, bem como a abordagem dos conceitos de área afetada e área exposta, apresentaram-se como uma boa alternativa para se obter a intensidade e análise do distúrbio dos afundamentos de tensão, evitando-se dispenders grandes recursos financeiro com tempo de monitoramento, estudos e avaliações deste fenômeno.

O comportamento e modelagem das diversas gerações distribuídas no sistema proporcionou uma oportunidade de verificar os impactos de cada uma em relação aos afundamentos de tensão ocorridos em várias posições do sistema.

De um modo geral, ao realizar as comparações entre as gerações distribuídas os resultados mostraram o aumento das tensões nas barras vizinhas onde à geração distribuída foi alocada, ou seja, o uso de gerações distribuídas em redes de distribuição provoca a diminuição da severidade dos afundamentos de tensão.

Os resultados indicaram ainda que a mitigação da amplitude dos afundamentos de tensão, também está relacionada com a localização da geração distribuída e com a influência das ligações dos transformadores na propagação da tensão.

Conclui-se, então, que a presença de uma geração distribuída em um sistema de distribuição motiva a recuperação de tensão nos barramentos diante de faltas presentes no sistema, como comprovado a partir das visualizações gráficas das matrizes de tensão durante a falta e através da análise do índice de robustez, que com a presença de gerações distribuídas tornam as barras do sistema mais fortes aos impactos provocados pelos afundamentos de tensão, servindo ainda como critério de conexão de cargas sensíveis a rede.

## 6.2 TRABALHOS FUTUROS

Para realização de trabalhos futuros na área de análise dos impactos da geração distribuída do ponto de vista dos afundamentos de tensão é proposto o que se segue:

- Avaliar o desempenho do modelo com outros softwares, que realizem simulação computacional no domínio da frequência, como no ANAFAS;
- Estender as aplicações das gerações distribuídas também para gerações eólicas de energia;
- Implementar e desenvolver estudos de caso com mais opções de curtos-circuitos, como faltas nas linhas de distribuição com várias proporções de comprimento da mesma, como 30, 50 e 80%, por serem tipos de contingências mais registradas no sistema;
- Simular os curtos-circuitos com impedâncias de falta para uma abordagem mais realista das contingências;
- Realizar análise da propagação de tensão com todas as gerações distribuídas conectadas no sistema elétrico para verificação da interação entre as mesmas;

## REFERÊNCIAS

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SODER, L.; 2001. Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, vol. 57, p. 195–204

ALMEIDA, C. F. M.; 2007. *Metodologia para Monitoração Eficiente de Variações de Tensão de Curta Duração em Sistemas Elétricos de Potência*. São Paulo. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica; 2004. *Resolução Normativa N° 77, de 18 de Agosto de 2004*. Brasil.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica; 2009. *Resolução Normativa N° 390, de 15 de Dezembro de 2009*. Brasil.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica; 2010. *Módulos Construtivos de Linhas de Distribuição Aéreas - Catálogo Referencial de Módulos Padrões de Construção de Subestações, Linhas e Redes de Distribuição de Energia Elétrica*. Brasil.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica; 2012. *Resolução Normativa N° 482, de 17 de Abril de 2012*. Brasil.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica; 2015a. *Resolução Normativa N° 687, de 24 de Novembro de 2015*. Brasil.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica; 2015b. *Resolução Normativa N° 673, de 4 de Agosto de 2015*. Brasil.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica; 2016b. *Glossário*. Brasil. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/glossario.cfm?att=G>>. Acesso em 20 jun. 2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica; 2016c. *Cadernos Temáticos - Micro e Minigeração Distribuída. Sistema de Compensação de Energia Elétrica*. Brasil.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica; 2016d. *Geração distribuída amplia número de conexões em 2015*. Brasil. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output\\_Noticia.cfm?Identidade=9044&id\\_area=>](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticia.cfm?Identidade=9044&id_area=>)>. Acesso em 28 maio 2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica; 2016e. *Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição*. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – *PRODIST*. Brasil.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica; 2016f. *Capacidade de Geração do Brasil*. Brasil. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em 15 ago. 2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica; 2016g. *Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Brasil.

ATPDraw – Interface Gráfica do Software ATP; 2015. *Caso Demonstrativo pv50MW\_mppt1 por Francisco J. Peñaloza*. Disponível em: <http://www.atpdraw.net/>. Acesso em 02 jun. 2016.

BAYOD-RÚJULA, A. A.; AMADA, J. M.; BERNAL-AGUSTÍN, J.L.; LOYO, J. M. Y.; NAVARRO, J. A. D.; 2009. *Definitions for Distributed Generation: a revision*. Department of Electrical Engineering. Centro Politécnico Superior – University of Zaragoza.

BITTENCOURT, A. A.; 2011. *Proteção Adaptativa de alimentadores de distribuição de energia elétrica considerando Geração Distribuída*. Florianópolis. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina.

BOLLEN, M. H. J.; QADER, M.R.; ALLAN, R.N; 1998. *Stochastic and statistical assessment of voltage dips, Tools and Techniques for Dealing with Uncertainty*, IEE Colloquium on, 27 Jan 1998.

BOLLEN, M. H. J.; 2002. *Understanding Power Quality Problems; Voltage sags and Interruptions*. New York: IEEE Press Series on Power Engineering: McGraw-Hill.

BOLLEN, M. H. J.; HASSAN, F.; 2011. *Integration of Distributed Generation in the Power System*. Hoboken: John Wiley & Sons.

CANADIAN SOLAR. 2015. *Data Sheet Quartech Max Power CS6X 310, 315 & 320P*. Disponível em: [http://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/v5.5/na/Canadian\\_Solar-Datasheet-MaxPower-CS6X-P-v5.5na.pdf](http://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/v5.5/na/Canadian_Solar-Datasheet-MaxPower-CS6X-P-v5.5na.pdf). Acesso em 15 de jun de 2016.

CARPINELLI, G., Di Pena; CARAMIA, P.; VARILONE, P.; VERDE, P.; 2009. *Methods for Assessing the Robustness of Electrical Power Systems Against Voltage Dips*, Power Delivery, IEEE Transactions on, vol.24, no.1, pp.43-51, jan.2009.

CARVALHO, P. L.; 1997. *Uma contribuição ao estudo da Depressão de Tensão*. Itajubá. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Engenharia de Itajubá.

CONRAD, L.; LITTLE, K.; & GRIGG, C.; 1991. Predicting and preventing problems associated with remote fault-clearing voltage dips. *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 27, no.1, pp. 167-172.

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito; 2015. *Programa SunData. Cálculo da Irradiação Solar Média Mensal no Brasil*. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em 05 jul. 2016.

DIAS, M. V. X. D.; BOROTNI, E. C.; HADDAD, J.; 2005. Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. *Revista Brasileira de Energia*, vol. 11, nº 2.

DONDI, P.; BAYOUMI, D.; HAEDERLI, C.; JULIAN, D.; SUETER, M.; 2002. Network integration of distributed power generation. *Journal of Power Sources*, vol. 106, p.1–9.

DUBÉ, L.; *MODELS in ATP*, Language Manual, February, 1996.

DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; SANTOSO, S.; BEATY, H. W. *Electrical Power Systems Quality*. Editora McGraw-Hill, second edition, 2003.

GONÇALVES, L. F. 2004. *Contribuições para o Estudo Teórico e Experimental de Sistemas de Geração Distribuída*. Porto Alegre. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

GOSWAMI, A. K.; GUPTA, C. P.; SINGH, G. K.; 2008. *Area of Vulnerability for Prediction of Voltage Sags by an Analytical Method in Indian Distribution systems*. India Conference, 2008. INDICON 2008. Annual IEEE, vol2, pp.406-411, 11-13 Dec. 2008.

IEA - International Energy Agency; 2002. *Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets*. Disponível em: <<http://library.umac.mo/ebooks/b13623175.pdf>>. Acesso em 04 jun. 2016.

IEC – International Electrotechnical Commission; 1990. *Voltage Dips and Short Supply Interruptions*, IEC 61000-2-1 clause8 – 1990.

IEEE –Institute of Electrical Engineers and Eletronics; 1998. IEEE 1356 – *Recommended Practice for Evaluating Electric Power System Compatibility with Electronic Process Equipament*.

IEEE –Institute of Electrical Engineers and Eletronics; 2003. IEEE 1547 – *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*.

KEMPNER, T. R.; 2012. *A Robustez de um Sistema de Distribuição e a Alocação de Medidores de Qualidade da Energia Elétrica frente aos Afundamentos de Tensão*. São Carlos. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo.

KEMPNER, T. R.; OLESKOVICZ, M.; JÚNIOR, J. C. M. V.; 2013. *Impactos Provocados pela Conexão de Geradores Distribuídos na Análise das Áreas de Propagação dos Afundamentos de Tensão em Sistemas de Distribuição*. Conferência X CBQEE 2013 – Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica.

LEBORGNE, R.C.; 2003. *Uma contribuição à caracterização da sensibilidade de Processos Industriais frente a Afundamentos de Tensão*. Itajubá. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá.

LOPES, J. A. P.; HATZIARGYRIOU, N.; MUTALE, J.; DJAPIC, P.; JENKINS, N.; 2007. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electric Power Systems Research*, vol. 77, p. 1189–1203.

LUIZ, C. M.; 2012. *Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para Proteção do Sistema Elétrico*. Belo Horizonte. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais.

MARTINEZ-VELASCO, J. A.; MARTIN-ARNEDO, J.; 2007. *Distributed Generation Impact on Voltage Sags in Distribution Networks*, International Conference on Electrical Power Quality and Utilization, pp. 1-6, October 2007.

MME – Ministério de Minas e Energia; EPE – Empresa de Pesquisa Energética; 2007. *Plano Nacional de Energia 2030*. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/PNE/20080512\\_11.pdf](http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_11.pdf)>. Acesso em 02 jun. 2016.

MME – Ministério de Minas e Energia; EPE – Empresa de Pesquisa Energética; 2016. *Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro*. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3308684/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+El%C3%A9trico+-+Junho-2016.pdf/792197a0-fa62-4108-99f3-282f4ebe0b96>>. Acesso em 13 jul. 2016,

MME – Ministério de Minas e Energia; EPE – Empresa de Pesquisa Energética; 2016a. *Nota Técnica DEA 13/15 – Demanda de Energia 2050*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/DEA%201314%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf>>. Acesso em 03 jun. 2016.

OLGUIN, G.; KARLSSON, D.; LEBORGNE, R.C.; 2005. Stochastic Assessment of Voltage Sags (Dips): The Method of Fault Positions versus a Monte Carlo Simulation Approach. *PowerTech St. Petersburg*.

OLIVEIRA, T. C.; 2004. *Desenvolvimento e aplicação de um Sistema de Software para Estudos de Afundamento de Tensão*. Itajubá. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico; 2010. *Indicadores de qualidade de Energia Elétrica – Frequência e Tensão*.

PEPERMANS, G.; DRIESEN, J.; HAESELDONCKX, D.; BELMANS, R.; D’HAESELEER, W.; 2005. Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy* vol. 33, p. 787–798.

PINTO, M. O.; 2014. *Energia Elétrica – Geração, Transmissão e Sistemas Interligados*. LTC: Rio de Janeiro, 160 p.

PRIKLER, L.; HOIDALEN, H. K.; 2009. *User’s Manual*. ATPDraw version 5.6 for Windows.

RAMOS, A. C. L.; 2009. *Avaliação dos Impactos da Impedância de Falta e da Geração distribuída em Estudos de Afundamentos de Tensão*. Goiânia. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e Computação) – Universidade Federal de Goiás.

ROMAGNOLI, H. C.; 2005. *Identificação de Barreiras à Geração distribuída no Marco Regulatório Atual do Setor Elétrico Brasileiro*. Florianópolis. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina.

SANTOS, L. L. C.; SANTOS, M. M.; BALDISSERA, L. B.; MARCHIORO, A.; BERNARDON, D. P.; 2013. *Impacto da Geração Distribuída na Alocação de Bancos de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. Universidade Federal de Santa Maria e Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul.

SHAYANI, R. A.; 2010. *Método para determinação do limite de penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de distribuição*. Brasília. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade de Brasília.

SILVA, C. V. M.; 2014. *Afundamentos de Tensão na presença de Geração distribuída*. Porto Alegre. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

SILVA, J. A. M.; 2004. *Análise Comparativa de Resultados de Simulação de Afundamentos de Tensão Utilizando Programas de Curto-circuito e de Transitórios Eletromagnéticos*. Itajubá. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá.

SOUZA, A. R. R.; 2009. *Conexão de Geração Distribuída em Redes de Distribuição*. Curitiba. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná.

TOLMASQUIM, M. T.; 2016. *Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica*. EPE – Empresa de Pesquisa Energética: Rio de Janeiro.

VELASCO, J. A. M.; ARNEDO, J. M.; 2007. *Distributed Generation Impact on Voltage Sags in Distribution Networks*. In: 9<sup>th</sup> International Conference. Electrical Power Quality and Utilisation. (October 2007: Barcelona – Espanha)

YINGLI SOLAR. 2013. *Data Sheet YGE 60 cell series*. Disponível em:<  
[http://www.yinglisolar.com/assets/uploads/products/downloads/YGE\\_60\\_Cell\\_Series\\_EN.pdf](http://www.yinglisolar.com/assets/uploads/products/downloads/YGE_60_Cell_Series_EN.pdf)  
>. Acesso em 15 de jun de 2016

## ANEXO A – Matriz de Tensão Durante Falta Monofásica na fase A, no caso base do sistema de distribuição.

### Tensão Remanescente na Fase A em todas as barras do sistema devido a aplicação de curtos-circuitos 1F na Fase A - Caso Base

0	0,000	0,005	0,011	0,011	0,567	0,015	0,563	0,010	0,010	0,559	0,560	0,010	0,012	0,014	0,014	0,014	0,032	0,566	0,031	0,048	0,570	0,049	0,565	0,028	0,029	0,564	0,026	0,565
1	0,002	0,000	0,005	0,006	0,542	0,010	0,528	0,004	0,005	0,514	0,520	0,005	0,007	0,009	0,009	0,009	0,026	0,537	0,026	0,042	0,551	0,044	0,535	0,023	0,023	0,532	0,021	0,533
2	0,002	0,000	0,000	0,000	0,526	0,010	0,528	0,004	0,005	0,514	0,520	0,005	0,007	0,009	0,009	0,009	0,026	0,537	0,026	0,042	0,551	0,044	0,535	0,023	0,023	0,532	0,021	0,533
3	0,002	0,000	0,000	0,000	0,525	0,010	0,528	0,004	0,005	0,514	0,520	0,005	0,007	0,009	0,009	0,009	0,026	0,537	0,026	0,042	0,551	0,044	0,535	0,023	0,023	0,532	0,021	0,533
4	0,581	0,583	0,585	0,585	0,000	0,584	0,505	0,583	0,583	0,483	0,493	0,583	0,584	0,584	0,584	0,584	0,584	0,520	0,584	0,584	0,540	0,584	0,523	0,584	0,584	0,515	0,584	0,515
5	0,004	0,002	0,007	0,007	0,544	0,000	0,487	0,004	0,005	0,509	0,487	0,005	0,006	0,002	0,002	0,002	0,020	0,512	0,019	0,036	0,535	0,037	0,505	0,016	0,017	0,504	0,014	0,505
6	0,583	0,585	0,585	0,585	0,525	0,589	0,000	0,586	0,586	0,470	0,427	0,586	0,586	0,588	0,588	0,588	0,588	0,474	0,588	0,588	0,510	0,588	0,476	0,588	0,588	0,464	0,588	0,465
7	0,003	0,000	0,006	0,006	0,543	0,009	0,523	0,000	0,001	0,491	0,511	0,005	0,007	0,007	0,007	0,007	0,025	0,531	0,024	0,041	0,547	0,043	0,528	0,021	0,022	0,525	0,019	0,526
8	0,003	0,000	0,006	0,006	0,543	0,009	0,523	0,000	0,000	0,489	0,511	0,005	0,007	0,007	0,007	0,007	0,025	0,531	0,024	0,041	0,547	0,043	0,528	0,021	0,022	0,525	0,019	0,526
9	0,582	0,584	0,584	0,584	0,524	0,584	0,495	0,585	0,586	0,000	0,477	0,584	0,584	0,585	0,585	0,585	0,585	0,509	0,585	0,585	0,533	0,585	0,512	0,585	0,585	0,503	0,585	0,504
10	0,583	0,585	0,585	0,585	0,526	0,588	0,449	0,586	0,586	0,467	0,000	0,586	0,586	0,589	0,589	0,589	0,589	0,460	0,589	0,589	0,500	0,589	0,462	0,589	0,589	0,449	0,589	0,449
11	0,003	0,000	0,006	0,006	0,543	0,009	0,523	0,004	0,005	0,513	0,512	0,000	0,003	0,007	0,007	0,007	0,025	0,531	0,024	0,041	0,547	0,042	0,528	0,021	0,022	0,526	0,019	0,526
12	0,003	0,001	0,006	0,007	0,543	0,008	0,519	0,004	0,005	0,512	0,505	0,001	0,000	0,006	0,006	0,006	0,024	0,527	0,023	0,040	0,544	0,042	0,523	0,020	0,021	0,520	0,018	0,521
13	0,004	0,002	0,007	0,008	0,544	0,004	0,501	0,004	0,005	0,507	0,479	0,005	0,006	0,000	0,000	0,000	0,018	0,505	0,017	0,033	0,530	0,035	0,496	0,014	0,015	0,496	0,012	0,497
14	0,004	0,002	0,007	0,008	0,544	0,004	0,501	0,004	0,005	0,507	0,479	0,005	0,006	0,000	0,000	0,000	0,018	0,505	0,017	0,033	0,530	0,035	0,496	0,014	0,015	0,496	0,012	0,497
15	0,004	0,002	0,007	0,008	0,544	0,004	0,501	0,004	0,005	0,507	0,479	0,005	0,006	0,000	0,000	0,000	0,017	0,503	0,017	0,033	0,529	0,035	0,495	0,014	0,014	0,494	0,012	0,495
16	0,004	0,002	0,007	0,008	0,544	0,004	0,501	0,004	0,005	0,507	0,479	0,005	0,006	0,000	0,000	0,000	0,000	0,454	0,017	0,033	0,529	0,035	0,495	0,014	0,015	0,494	0,012	0,496
17	0,584	0,586	0,586	0,586	0,526	0,588	0,449	0,586	0,586	0,467	0,407	0,586	0,587	0,589	0,589	0,589	0,595	0,000	0,589	0,589	0,499	0,589	0,460	0,589	0,589	0,447	0,589	0,447
18	0,005	0,003	0,008	0,009	0,545	0,005	0,502	0,005	0,006	0,508	0,480	0,005	0,007	0,001	0,001	0,001	0,018	0,504	0,000	0,016	0,492	0,018	0,433	0,014	0,015	0,495	0,013	0,496
19	0,005	0,003	0,008	0,009	0,545	0,005	0,502	0,005	0,006	0,508	0,480	0,006	0,007	0,001	0,001	0,001	0,018	0,504	0,000	0,000	0,463	0,019	0,433	0,015	0,015	0,495	0,013	0,496
20	0,584	0,587	0,587	0,587	0,527	0,589	0,450	0,587	0,587	0,468	0,407	0,587	0,588	0,590	0,590	0,590	0,590	0,458	0,595	0,601	0,000	0,596	0,359	0,590	0,590	0,447	0,590	0,448
21	0,005	0,003	0,008	0,009	0,545	0,005	0,502	0,005	0,006	0,508	0,480	0,006	0,007	0,001	0,001	0,001	0,018	0,504	0,000	0,016	0,492	0,000	0,419	0,015	0,015	0,495	0,013	0,496
22	0,584	0,587	0,587	0,587	0,527	0,589	0,450	0,587	0,587	0,467	0,081	0,587	0,587	0,590	0,590	0,590	0,590	0,458	0,595	0,596	0,432	0,603	0,000	0,590	0,590	0,447	0,590	0,448
23	0,004	0,002	0,007	0,008	0,544	0,004	0,501	0,004	0,005	0,507	0,479	0,005	0,006	0,000	0,000	0,000	0,017	0,503	0,017	0,033	0,529	0,035	0,495	0,000	0,001	0,464	0,012	0,495
24	0,004	0,002	0,007	0,008	0,544	0,004	0,501	0,004	0,005	0,507	0,479	0,005	0,006	0,000	0,000	0,000	0,017	0,503	0,017	0,033	0,529	0,035	0,495	0,000	0,000	0,464	0,012	0,495
25	0,583	0,586	0,586	0,586	0,526	0,588	0,449	0,586	0,586	0,467	0,407	0,586	0,587	0,589	0,589	0,589	0,589	0,458	0,589	0,589	0,499	0,589	0,460	0,594	0,594	0,000	0,589	0,447
26	0,004	0,002	0,007	0,008	0,544	0,004	0,501	0,004	0,005	0,507	0,479	0,005	0,006	0,000	0,000	0,000	0,017	0,503	0,017	0,033	0,529	0,035	0,495	0,014	0,014	0,494	0,000	0,470

27	0,583	0,586	0,586	0,586	0,526	0,588	0,449	0,586	0,586	0,467	0,406	0,586	0,586	0,589	0,589	0,589	0,589	0,458	0,589	0,589	0,499	0,589	0,460	0,589	0,589	0,447	0,593	0,000
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27