

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA - “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA - CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

HENRIQUE MOLINA BARRADAS

**ANÁLISE DO IMPACTO DA INSERÇÃO MASSIVA DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**ILHA SOLTEIRA
2018**

HENRIQUE MOLINA BARRADAS

ANÁLISE DE TENSÃO E DE CORRENTE EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
COM A PRESENÇA DE GERADORES FOTOVOLTAICOS

Dissertação apresentada à Faculdade de
Engenharia do Campus de Ilha Solteira –
UNESP para obtenção do título de mestre
em Engenharia Elétrica.

Prof. Dr. Fábio Bertequini Leão
Orientador

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

B268a Barradas, Henrique Molina.
Análise do impacto da inserção massiva de geração distribuída fotovoltaica nos níveis de curto-circuito em redes de distribuição de energia elétrica / Henrique Molina Barradas. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2018
160 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2018

Orientador: Fábio Bertequini Leão
Inclui bibliografia

1. Geração distribuída. 2. Curto-circuito. 3. Inversores.


Raiane da Silva Santos



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Câmpus de Ilha Solteira

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Análise do impacto da inserção massiva de geração distribuída fotovoltaica nos níveis de curto-circuito em redes de distribuição de energia elétrica

AUTOR: HENRIQUE MOLINA BARRADAS

ORIENTADOR: FABIO BERTEQUINI LEÃO

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: AUTOMAÇÃO pela Comissão Examinadora:

Fábio Bertequini Leão

Prof. Dr. FABIO BERTEQUINI LEÃO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

[Signature]
Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

[Signature]
Prof. Dr. JOSÉ CARLOS DE MELO VIEIRA JUNIOR
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação / Escola de Engenharia de São Carlos - USP

Ilha Solteira, 29 de agosto de 2018

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, quero agradecer a Deus e Nossa Senhora de Aparecida, por ter me guiado até aqui, me fortalecendo nos momentos difíceis que enfrentei nesta jornada.

Agradeço aos meus pais, Ilídio Carlos Barradas e Mara Magali Molina Barradas, por ter me concebido a vida, por ter cuidado de mim, confiando no meu potencial e investindo em meu futuro. Agradeço, também, por ensinar logo cedo, a saber, conquistar objetivos sendo honesto e humilde, ser determinado e responsável. Juntamente com meu irmão, Heitor Molina Barradas, que sempre esteve do meu lado me ajudando a vencer os momentos difíceis.

Pela paciência, compreensão, apoio, amizade da minha namorada Stella Scapim Galego.

Não poderia deixar de agradecer a minha avó, Rita Henrique Molina e meu avô Milton Molina, por sempre me darem conselhos e nunca pensar em desistir dos sonhos, sempre batalhar sem precisar ferir ninguém para ser alguém na vida.

Meu avô, Ilídio do Carmo Barradas, que torce muito para ver seus netos formados e bem resolvidos.

Agradeço ao Sérgio Zambrano por ter ajudado com o software utilizado neste trabalho. Aos amigos do Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LaPSEE) pela companhia, em especial ao Igoor Morro Mello e ao Ricardo Buzo por me ajudar na parte de formatação deste trabalho.

Por último, sou muito grato ao professor Doutor Fábio Bertequini Leão, por ter me aceito como seu orientado no mestrado e dedicar seu tempo a ajudar a vencer as dificuldades encontradas ao longo do caminho. Agradeço também ao apoio financeiro do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq e da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo -FAPESP através do processo nr. 2015/21972-6.

RESUMO

Com a crescente utilização de fontes renováveis de geração de energia por parte dos consumidores de energia elétrica, há a necessidade de se avaliar quais serão os impactos da conexão destes geradores no sistema de distribuição. De modo geral, um sistema onde há geradores distribuídos (GDs) conectados apresentará alteração na corrente de curto-circuito devido ao aumento do nível de tensão. A mudança na corrente de curto-circuito que passa pelos dispositivos de proteção pode levá-los a atuações indesejadas, a atuações descoordenadas e a não atuarem. Para observar com maior detalhe o que ocorre no sistema quando são inseridos GDs, desenvolveu-se neste trabalho equações que descrevem principalmente a corrente de curto-circuito de um sistema para este cenário. Com isso pode-se observar qual a relação que a corrente na saída da subestação possui com as outras variáveis do sistema (correntes das cargas, das gerações e impedância das linhas do sistema), pois o local onde a GD é inserida pode causar efeitos distintos na corrente da subestação. Considerando que o maior número de GDs conectados no sistema brasileiro é do tipo solar, geradores fotovoltaicos, este trabalho traz uma análise para este tipo de gerador conectado no sistema. Este tipo de geração é interessante também pelo fato de utilizar inversores para a sua conexão com a rede. Para observar este comportamento são utilizados três sistemas testes, o primeiro apresenta 17 barras e a análise é realizada em baixa tensão, o segundo é o sistema de 13 barras do IEEE onde se analisou a influência na rede de média tensão devido a conexão dos geradores na baixa tensão e por último analisou-se um sistema real de distribuição onde as gerações estão conectadas junto às cargas em baixa tensão. Como resultado, para os três sistemas a inserção massiva de GDs fotovoltaicos causou uma redução na corrente de curto-circuito na subestação. Para realizar estas análises utilizou-se o software DIGSILENT®, largamente empregado pelas concessionárias de energia elétrica garantindo confiabilidade para os resultados obtidos.

Palavras chaves: Geração distribuída. Curto-circuito. Inversores.

ABSTRACT

With the increasing use of renewable energy sources by electricity consumers, it is necessary to evaluate the impact of the connection of these generators to the distribution system. Generally, a system where there are connected distributed generators (GDs) will show a change in the short-circuit current due to the increased voltage level. The change in the short-circuit current that passes through the protection devices can lead them to unwanted actions, uncoordinated actions and not acting. To observe in more detail what happens in the system when GDs are inserted, we have developed in this work equations that mainly describe the short-circuit current of a system for this scenario. Thus, it is possible to observe the relation that the current in the output of the substation has with the other variables of the system (loads, generators and impedances of the system lines), because the place where the GD is inserted can cause different effects in the substation current. Considering that the largest number of GDs connected in the Brazilian system is of the solar type, photovoltaic generators, this work brings an analysis for this type of generator connected in the system. This type of generation is also interesting because it uses inverters for its connection to the network. In order to observe this behavior, three test systems are used, the first presents 17 buses and the analysis is carried out at low voltage, the second is the IEEE 13 bus system, where the influence on the medium voltage network was analyzed due to the connection of the generators in the low voltage and finally a real distribution system was analyzed where the generations are connected next to the low voltage loads. As a result, for all three systems the massive insertion of photovoltaic GDs caused a reduction in the short-circuit current at the substation. In order to carry out these analyzes, DIgSILENT® software was used, widely used by the electric power utilities, guaranteeing reliability for the results obtained.

Keywords: Distributed generation. Short-circuit. Protection system.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Número de micro e minegeradores até 25 de maio de 2017.	20
Figura 2 – Número de unidades de mini e microgeração conectadas ao SEP até 25 de maio de 2017.	21
Figura 3 – Projeção do número de micro GD conectados no sistema até 2024.	21
Figura 4 - Sistema elétrico genérico utilizado para obter as equações.	29
Figura 5 – Sistema teste para a validação das equações.	39
Figura 6 - Sistema elétrico de potência para aplicação das equações.	50
Figura 7 – Comportamento da corrente na subestação devido à injeção de corrente pela GD.	52
Figura 8 - Tensão na carga em relação à inserção de GD e a distância entre a GD e a barra referente ao sistema da Figura 6.	54
Figura 9 - Corrente proveniente da subestação em função da corrente injetada pela GD e da resistência de falta.	58
Figura 10 - Diagrama unifilar do sistema teste de 17 barras.	60
Figura 11 – Curvas características de tempo de fusão-corrente para os elos fusíveis tipo K, grupo A.	62
Figura 12 - Perfil da tensão nas barras do sistema em função da inserção de GF.	64
Figura 13 - Perfil de tensão nas barras do sistema para o cenário 2 para os intervalos de tempo de atuação da proteção de tensão dos inversores das GFs.	66
Figura 14 - Perfil da corrente no fusível F1 para curto-circuito monofásico com $R_F = 0$ ohms para os cenários 2, 3 e 4 devido a atuação da proteção de tensão dos inversores das GFs.	67
Figura 15 - Perfil da tensão nas barras do sistema para o cenário 3 para os intervalos de tempo de atuação da proteção de tensão dos inversores das GFs.	68
Figura 16 - Perfil da tensão nas barras do sistema para o cenário 4 para os intervalos de tempo de atuação da proteção de tensão dos inversores das GFs.	69
Figura 17 - Perfil da tensão nas barras do sistema antes e durante a falta para o cenário 2.	70
Figura 18 - Perfil da tensão nas barras do sistema antes e durante a falta para o cenário 3.	71
Figura 19 - Perfil da tensão nas barras do sistema antes e durante a falta para o cenário 4.	71

Figura 20 - Perfil da corrente no fusível F1 durante o curto-circuito monofásico com resistência de falta igual a 10 ohms.	72
Figura 21 - Perfil da tensão nas barras do Sistema para o cenário 2 para os intervalos de tempo da atuação da proteção de tensão do inversor da GF.	73
Figura 22 - Perfil da tensão nas barras do sistema para o cenário 3 para os intervalos de tempo de atuação da proteção de tensão dos inversores das GFs.....	74
Figura 23 - Perfil da tensão nas barras do sistema para o cenário 4 para os intervalos de tempo de atuação da proteção de tensão dos inversores das GFs.....	75
Figura 24 - Perfil da corrente no fusível F1 para o curto-circuito trifásico com resistência de falta igual a 0Ω	76
Figura 25 - Diagrama unifilar do sistema de 13 barras do IEEE.....	78
Figura 26 – Perfis unitários das curvas de cargas residenciais durante 24 horas de um dia típico da semana e de um domingo.	78
Figura 27 – Perfis unitários das curvas de cargas comerciais durante 24 horas de um dia típico da semana e de um domingo.....	79
Figura 28 – Perfil da potência de saída dos GFs em pu.....	81
Figura 29 - Tensão na fase A das barras em regime para a curva de carga de um dia da semana.	82
Figura 30 - Tensão na fase B das barras em regime para a curva de carga de um dia da semana.	83
Figura 31 - Tensão na fase C das barras em regime para a curva de carga de um dia da semana.	83
Figura 32 - Tensão na fase A das barras em regime para a curva de carga do domingo.	84
Figura 33 - Tensão na fase B das barras em regime para a curva de carga do domingo.	85
Figura 34 - Tensão na fase C das barras em regime para a curva de carga do domingo.	85
Figura 35 – Corrente na saída do regulador de tensão para um dia típico da semana...	86
Figura 36 – Corrente na saída do regulador de tensão para o domingo.....	87
Figura 37 – Perdas ativas do sistema para um dia típico da semana e do domingo.	87
Figura 38 – Corrente de curto-circuito na saída do regulador de tensão devido à falta trifásica com resistência de falta de zero ohms na barra 675 considerando dia típico da semana.	89

Figura 39 - Corrente de curto-circuito entre as barras 671 e 692 devido à falta trifásica com resistência de falta de zero ohms na barra 675 considerando um dia típico da semana.	90
Figura 40 - Corrente de curto-circuito na saída do regulador de tensão devido à falta trifásica com resistência de falta de zero ohms na barra 675 considerando domingo. ...	91
Figura 41 - Corrente de curto-circuito entre as barras 671 e 692 devido à falta trifásica com resistência de falta de zero ohms na barra 675 considerando domingo.	92
Figura 42 - Corrente de curto-circuito na saída do regulador de tensão devido à falta trifásica com resistência de falta de zero ohms entre as barras 632 e 671 considerando um dia típico da semana.	93
Figura 43 - Corrente de curto-circuito entre as barras 671 e 692 devido à falta trifásica com resistência de falta de zero ohms entre as barras 632 e 671 considerando um dia típico da semana. Fonte: Próprio autor.	94
Figura 44 - Corrente em regime entre as barras 671 e 692 considerando um dia típico da semana.	94
Figura 45 - Corrente de curto-circuito na saída do regulador de tensão devido à falta trifásica com resistência de falta de zero ohms entre as barras 632 e 671 considerando o domingo.....	95
Figura 46 - Corrente de curto-circuito entre as barras 671 e 692 devido à falta trifásica com resistência de falta de zero ohms entre as barras 632 e 671 considerando um domingo.....	96
Figura 47 - Corrente de curto-circuito na saída do regulador de tensão devido à falta monofásica com resistência de falta de cinco ohms na fase C da barra 611 considerando um dia típico da semana.	97
Figura 48 - Corrente de curto-circuito entre as barras 671 e 684 devido à falta monofásica com resistência de falta de cinco ohms na fase C da barra 611 considerando um dia típico da semana.	98
Figura 49 - Corrente em regime entre as barras 671 e 652 considerando um dia típico da semana.	98
Figura 50 - Corrente de curto-circuito na saída do regulador de tensão devido à falta monofásica com resistência de falta de cinco ohms na fase C da barra 611 considerando o domingo.....	99

Figura 51 - Corrente de curto-circuito entre as barras 671 e 684 devido à falta monofásica com resistência de falta de cinco ohms na fase C da barra 611 considerando o domingo.....	100
Figura 52 - Corrente de curto-circuito na saída do regulador de tensão devido à falta monofásica com resistência de falta de cinco ohms na fase C em 5/6 do trecho entre as barras 632 e 671 considerando um dia típico da semana.	101
Figura 53 - Corrente de curto-circuito entre as barras 671 e 652 devido à falta monofásica com resistência de falta de cinco ohms na fase C em 5/6 do trecho entre as barras 632 e 671 considerando um dia típico da semana.	102
Figura 54 - Corrente de curto-circuito na saída do regulador de tensão devido à falta monofásica com resistência de falta de cinco ohms na fase C em 5/6 do trecho entre as barras 632 e 671 considerando o domingo.....	103
Figura 55 - Corrente de curto-circuito entre as barras 671 e 684 devido à falta monofásica com resistência de falta de cinco ohms na fase C em 5/6 do trecho entre as barras 632 e 671 considerando um dia típico da semana.	104
Figura 56 – Topologia do alimentador 0324 da cidade de Cuenca-Ecuador.	106
Figura 57 - Perfil de carga e geração, da carga e do gerador conectados na barra 67220, em kW.	108
Figura 58 – Escala de cores utilizada para a tensão das barras de MT.	108
Figura 59 – Perfil da tensão nas barras de MT do alimentador 0324 para o cenário 1.	109
Figura 60 - Perfil da tensão nas barras de MT do alimentador 0324 para o cenário 2.	110
Figura 61 - Perfil da tensão nas barras de MT do alimentador 0324 para o cenário 3.	111
Figura 62 - Perfil da tensão nas barras de MT do alimentador 0324 para o cenário 4.	112
Figura 63 - Perfil da tensão nas barras de MT do alimentador 0324 para o cenário 5.	113
Figura 64 - Perfil da tensão nas barras de MT do alimentador 0324 para o cenário 6.	114
Figura 65 – Corrente da fase A na subestação para os 6 cenários.....	115
Figura 66 - Corrente da fase B na subestação para os 6 cenários.....	116
Figura 67 - Corrente da fase C na subestação para os 6 cenários.....	116
Figura 68 – Potência ativa total na subestação.....	117
Figura 69 – Ponto de falta ampliado.....	118
Figura 70 – Corrente de curto-circuito na fase A da subestação.....	119
Figura 71 - Corrente de curto-circuito na fase B da subestação.....	119
Figura 72 - Corrente de curto-circuito na fase C da subestação.....	120

Figura 73 – Corrente de curto-circuito na barra MTA_37916.	120
Figura 74 – Corrente de curto-circuito na fase A em LMTA_37916.	121
Figura 75 - Corrente de curto-circuito na fase A em LMTA_35494.....	122
Figura 76- Corrente em regime na fase A em LMTA_35494.....	122

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Pontos de conexão com tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.	24
Tabela 2 - Pontos de conexão com tensão nominal igual ou inferior a 1kV (220/127).	24
Tabela 3 - Faixas de operação da proteção de tensão do inversor.	26
Tabela 4 – Tensão, em volts, obtida no OPENDSS® utilizada no cálculo da corrente no trecho 1 dos alimentadores 1, 2 e 3.	40
Tabela 5 – Tensão, em volts, obtida do DIgSILENT® utilizada para o cálculo da corrente no trecho 1 dos alimentadores 1, 2 e 3.	41
Tabela 6 – Resultados das correntes (módulo e ângulo), em amperes, obtidos através das simulações no software OPENDSS® e DIgSILENT® e os resultados obtidos através da equação (12) e (13), para o sistema em regime e sem GD.	41
Tabela 7 - Erro obtido entre os resultados de corrente obtidos com as simulações e com a equação (12) e (13).	42
Tabela 8 – Tensão, em volts, obtida no OPENDSS® utilizada no cálculo da corrente no trecho 1 dos alimentadores 1, 2 e 3 com GD conectada no sistema.	42
Tabela 9 – Tensão, em volts, obtida no DIgSILENT® utilizada no cálculo da corrente no trecho 1 dos alimentadores 1, 2 e 3 com GD conectada no sistema.	43
Tabela 10 - Resultados das correntes (módulo e ângulo), em amperes, obtidos através das simulações no software OpenDSS® e DigSiLENT® e os resultados obtidos através da equação (26) e (27), para o sistema com geração e sem a presença de curto-circuito....	44
Tabela 11 - Erro obtido entre os resultados de corrente obtidos com as simulações e com a equação (26) e (27) com a presença de geração no sistema.	44
Tabela 12 – Tensão, em volts, obtida do OPENDSS® utilizada para o cálculo da corrente no trecho 1 dos alimentadores 1, 2 e 3 sem GD conectada no sistema e sob condições de curto-circuito.	45
Tabela 13 – Tensão, em volts, obtida do DIgSILENT® utilizada para o cálculo da corrente no trecho 1 dos alimentadores 1, 2 e 3 sem GD conectada no sistema e sob condições de curto-circuito.	46
Tabela 14 - Resultados das correntes (módulo e ângulo), em amperes, obtidos através das simulações no software OpenDSS® e DigSiLENT® e os resultados obtidos através da equação (28) e (29), para o sistema sem geração e com a presença de curto-circuito....	47

Tabela 15 - Erro obtido entre os resultados de corrente obtidos com as simulações e com a equação (28) e (29) sem a presença de geração no sistema.....	47
Tabela 16 – Tensão, em volts, obtida do OPENDSS [®] utilizada para o cálculo da corrente no trecho 1 dos alimentadores 1, 2 e 3 com GD conectada no sistema, sob condição de falta.....	48
Tabela 17 - Tensão obtida no DIgSILENT [®] utilizada no cálculo da corrente no trecho 1 dos alimentadores 1, 2 e 3 com GD conectada no sistema, sob condição de falta.	48
Tabela 18 - Resultados das correntes (módulo e ângulo), em amperes, obtidos através das simulações no software OpenDSS [®] e DIgSILENT [®] e os resultados obtidos através da equação (30) e (31), para o sistema com geração e sob condições de curto-circuito.	49
Tabela 19 - Erro obtido entre os resultados de corrente obtidos com as simulações e com a equação (30) e (31) com a presença de geração e curto-circuito no sistema.....	49
Tabela 20 – Características das cargas quanto as suas curvas de carga.	80
Tabela 21 - Dados de carga e comprimento das seções do sistema teste.	129
Tabela 22 – Dados das linhas subterrâneas.	130
Tabela 23 – Dados das linhas aéreas.	130
Tabela 24 – Dados dos seguimentos de linha.	130
Tabela 25 – Dados dos capacitores.	131
Tabela 26 – Dados do regulador.	131
Tabela 27 – Dados dos transformadores.	132
Tabela 28 – Dados das cargas.	132
Tabela 29 – Dado da carga distribuída.	132
Tabela 30 – Dados das gerações fotovoltaicas.	133
Tabela 31 – Características das linhas.	133
Tabela 32 – Dados das linhas.	134
Tabela 33 - Dados dos transformadores.	146
Tabela 34 – Dados das cargas.	148
Tabela 35 – Dados dos geradores fotovoltaicos.	154
Tabela 36 – Dados das cargas.	159
Tabela 37 – Dados das linhas.	159
Tabela 38 – Dados dos geradores.	159

LISTA DE ABREVIACÕES E SÍMBOLOS

\vec{I}_{cji}^f – Corrente da carga do alimentador j conectada na barra i, quando há GD conectada ao sistema, em condições de curto-circuito.

\vec{I}_{ji}^f – Corrente que passa no trecho i do alimentador j, quando há GD conectada ao sistema, em condições de curto-circuito.

\vec{V}_{cji}^f – Tensão da carga conectada no alimentador j e na barra i, quando há GD conectada ao sistema, em condições de curto-circuito.

\vec{I}_{cji} - Corrente da carga do alimentador j conectada na barra i quando há GD conectada no sistema.

\vec{I}_{fjNBj}^f – Corrente de curto-circuito na barra em curto NB_j^f do alimentador j quando há GD conectada ao sistema.

\vec{I}_{GDji} – Corrente da GD conectada na barra i do alimentador j.

\vec{I}_{ji} - Corrente que passa no trecho i do alimentador j quando há GD conectada no sistema.

I_{cji}^f – Corrente da carga do alimentador j conectada na barra i em condições de curto-circuito.

I_{ji}^f - Corrente que passa no trecho i do alimentador j em condições de curto-circuito.

\vec{V}_{cji} - Tensão da carga conectada no alimentador j e na barra i quando há GD conectada no sistema.

\vec{V}^f – Tensão na barra da subestação, quando há GD conectada ao sistema, em condições de curto-circuito.

V_{cji}^f – Tensão da carga conectada no alimentador j e na barra i em condições de curto-circuito.

I_{cji} - Corrente da carga do alimentador j conectada na barra i.

I_{fjNBj}^f – Corrente de curto-circuito na barra em curto NB_j^f do alimentador j.

I_{ji} – Corrente que passa no trecho i do alimentador j.

NB^j – Número de barras do alimentador j.

\vec{V} - Tensão na barra da subestação quando há GD conectada no sistema.

V_{cji} – Tensão da carga conectada no alimentador j e na barra i.

V^f – Tensão na barra da subestação em condições de curto-circuito.

Z_{ji} – Impedância do trecho i do alimentador j.

A – Ampère

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

cCategory – categoria do gerador (pv – sistema fotovoltaico).

chr_name – nome dos elementos.

coslini – fator de potência da carga.

Cosn – fator de potência do gerador.

diaco – diâmetro do condutor em milímetro.

dline – comprimento das linhas em km.

dsubc – distância de banda em metros.

frnom – frequência nominal.

GD – Geração distribuída

GF – Geração fotovoltaica

GWh - Giga Watts hora.

ID – nome de identificação.

imax – corrente máxima.

iShcModel – Modelo do gerador durante uma falta (1 – suporte dinâmico de tensão).

Kfactor – fator de ganho k.

kVAr – quilo volts amper reativo

kW – Kilowatts

loc_name - nome característico do elemento .

m – Metros

MW – Mega Watts.

ncsub – número de subcondutores.

nt2ph – número de fases do elemento.

pCondCir – característica do condutor de fase.

pCondGnd – característica do condutor de neutro.

phtech – tipo de ligação (das cargas e dos geradores)

r/km – resistência por quilômetro

rpha – resistência em ohms/km a 20°C.

rtox – relação da resistência e impedância.

SEP – Sistema Elétrico de Potência

Sgn – potência nominal do gerador em kVA.

sline – potência nominal do condutor em kVA.

slini – potência nominal da carga.

strn – potência aparente do transformador em kVA.

tmax – temperatura máxima.

tr2cn_h – fechamento da bobina do lado de alta tensão do transformador.

tr2cn_l – fechamento da bobina do lado de baixa tensão do transformador.

uline – tensão nominal do condutor.

ulini – tensão nominal da carga.

utr_n_h – tensão nominal do lado de alta tensão.

utr_n_l – tensão nominal do lado de baixa tensão.

V – Tensão

V – Tensão na barra da subestação.

x/km – reatância por quilômetro

Δ – delta

Y_n – Estrela aterrada

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	20
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	23
3	OBTENÇÃO DE EQUAÇÕES QUE DESCREVAM UM SISTEMA ELÉTRICO COM A PRESENÇA DE GD	28
3.1	SISTEMA SEM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.	29
3.1.1	Considerando um alimentador e duas barras.	29
3.1.2	Considerando um alimentador e três barras.....	30
3.1.3	Equação Genérica	31
3.2	CONSIDERANDO O SISTEMA COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.	32
3.2.1	Alimentador com 2 barras e com GD conectada nas duas barras.....	33
3.2.2	Alimentador com 3 barras e GD conectada nas três barras.....	34
3.2.3	Equação genérica.....	35
3.3	CURTO-CIRCUITO NO SISTEMA SEM GD E COM GD	36
3.4	DISCUSSÕES RELEVANTES SOBRE AS EQUAÇÕES	38
4	VALIDAÇÃO DAS EQUAÇÕES DESENVOLVIDAS NO CAPÍTULO 3 ..	39
4.1	SISTEMA EM REGIME.....	39
4.1.1	Sistema sem GD em regime.....	40
4.1.2	Sistema com GD.	42
4.2	SISTEMA SOB CONDIÇÕES DE CURTO-CIRCUITO.	44
4.2.1	Sistema sem GD.....	45
4.2.2	Sistema com GD.	47
4.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	49
5	APLICAÇÃO DAS EQUAÇÕES EM UM SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	50
6	RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES	59

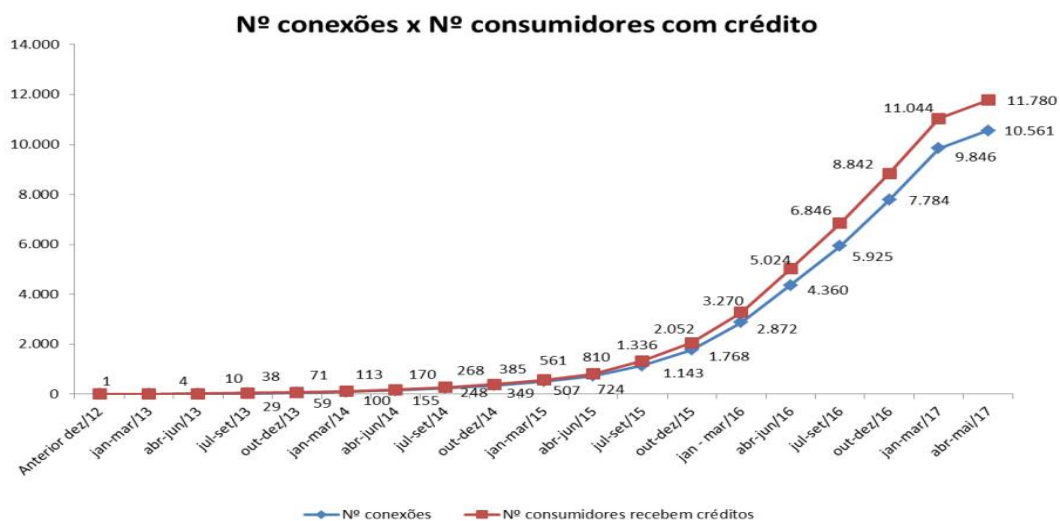
6.1	SISTEMA DE 17 BARRAS.....	59
6.1.1	Análise do perfil da tensão em regime permanente.	63
6.1.2	Análise do perfil da tensão e corrente em condições de curto-circuito.....	64
<i>6.1.2.1</i>	<i>Curto-circuito monofásico na fase A com $R_F = 0 \Omega$.</i>	<i>65</i>
<i>6.1.2.2</i>	<i>Curto-circuito monofásico com $R_F = 10 \Omega$.....</i>	<i>70</i>
<i>6.1.2.3</i>	<i>Curto-circuito trifásico com $R_F = 0 \Omega$.....</i>	<i>72</i>
<i>6.1.2.4</i>	<i>Discussão dos resultados da seção 6.1.....</i>	<i>76</i>
6.2	SISTEMA DE 13 BARRAS DO IEEE.	77
6.2.1	Análise do sistema em regime.	81
6.2.2	Análise do sistema sob condições de curto-circuito.....	88
<i>6.2.2.1</i>	<i>Curto-circuito trifásico com resistência de falta igual a zero ohms na barra 675.</i>	<i>88</i>
<i>6.2.2.2</i>	<i>Curto-circuito trifásico com resistência de falta igual a zero ohms entre as barras 632 e 671, ocorrido em 5/6 do tamanho deste trecho.</i>	<i>92</i>
<i>6.2.2.3</i>	<i>Curto-circuito monofásico com resistência de falta igual a cinco ohms na fase C da barra 611.....</i>	<i>96</i>
<i>6.2.2.4</i>	<i>Curto-circuito monofásico com resistência de falta igual a cinco ohms na fase C localizada em 5/6 do trecho entre as barras 632 e 671.</i>	<i>100</i>
6.2.3	Discussão dos resultados da seção 6.2.	104
6.3	SISTEMA REAL	106
6.3.1	Discussão dos resultados da seção 6.3.	122
7	CONCLUSÃO	124
8	TRABALHOS FUTUROS	125
	REFERÊNCIAS	126
	ANEXO A – Dados dos sistemas testes usados nos capítulo 6.	129
A.1	SISTEMA DE 17 BARRAS.	129
A.2	Sistema de 13 barras do IEEE.	129
A.3	ALIMENTADOR 0324 DE CUENCA-EQUADOR.	133

APÊNDICE A - Tabelas.....	159
APÊNDICE B - Trabalhos Publicados	160

1 INTRODUÇÃO

Em 24 de maio de 2017, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a nota técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL (ANEEL, 2017) contendo informações a respeito do crescimento da inserção de geração distribuída (GD) no sistema elétrico de potência (SEP), bem como a previsão do cenário para o ano de 2024. Nesta nota particulariza-se a GD conectada em unidades consumidoras residenciais e comerciais, ou seja, micro e minigeração. Na Figura 1, o crescimento do número de geração conectada à rede, entre os anos de 2013 e 2017, é apresentado. O número de GDs conectadas no sistema aumenta significativamente a partir do ano de 2016.

Figura 1 – Número de micro e minigeradores até 25 de maio de 2017.



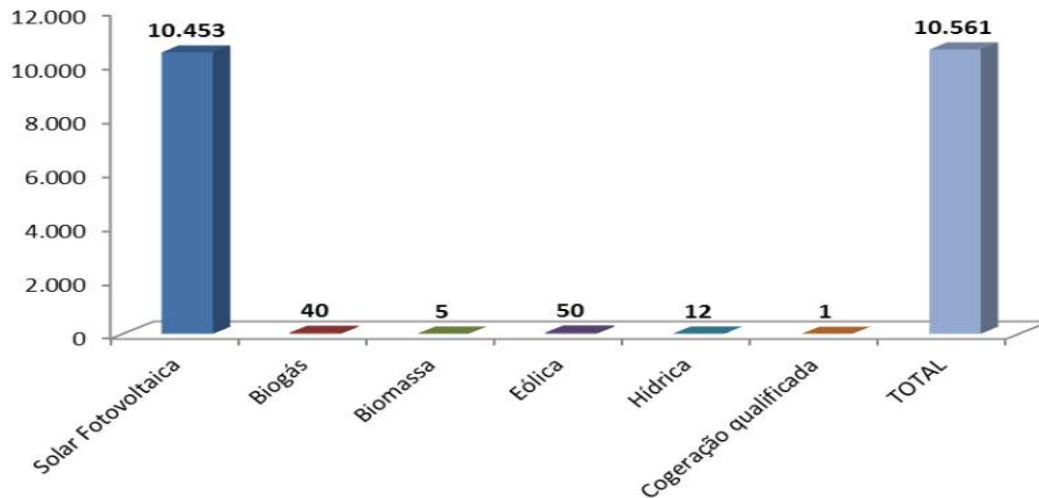
Fonte: (ANEEL, 2017).

Dentre os tipos de GDs, representando micro e minigeração, a geração fotovoltaica (GF) representa aproximadamente 99% do total de GDs instaladas, conforme a Figura 2 (ANEEL, 2017). De acordo com dados de novembro de 2017 (DEPARTAMENTO DE INFORMAÇÕES E ESTUDOS ENERGÉTICOS, 2017), o número de instalações de GF corresponde a 15609 unidades, totalizando uma potência instalada de 126,6 MW.

A projeção do número de unidades geradoras, até o ano 2024, é apresentada na Figura 3. Em concordância com o cenário do ano de 2017, estima-se que a GF permaneça representando pouco menos da totalidade dos diferentes tipos de GDs. Isto se dá, devido ao fato de que o Brasil possui elevado potencial na utilização deste tipo de energia, com maior parte de seu território concentrando-se entre a Linha do Equador e o Trópico de

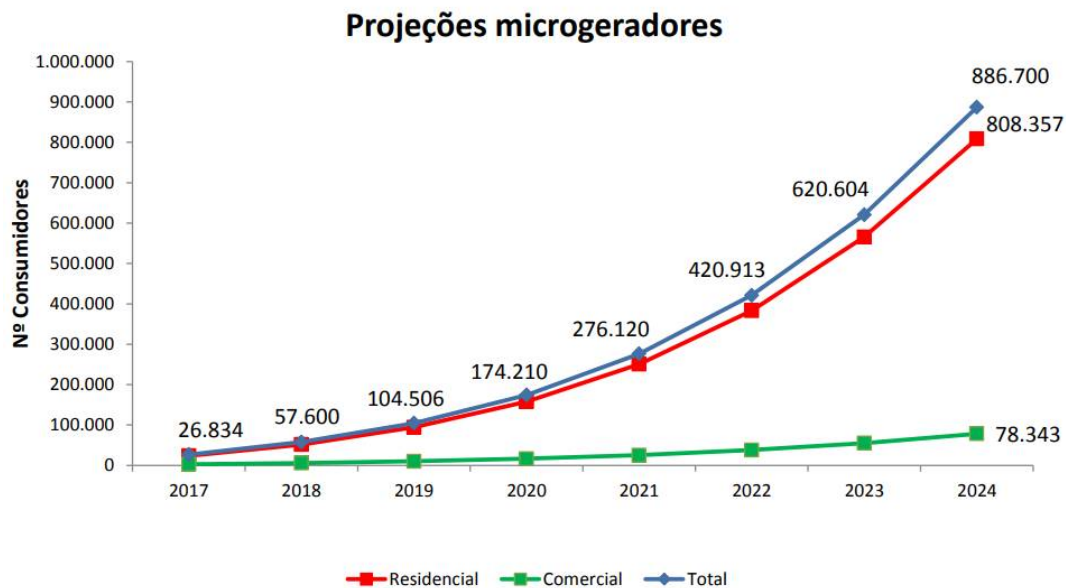
Capricórnio. Este potencial é estimado em 650 GWh (DEPARTAMENTO DE INFORMAÇÕES E ESTUDOS ENERGÉTICOS, 2017).

Figura 2 – Número de unidades de mini e microgeração conectadas ao SEP até 25 de maio de 2017.



Fonte: (ANEEL,2017).

Figura 3 – Projeção do número de micro GD conectados no sistema até 2024.



Fonte: (ANEEL,2017).

O crescimento do número de GFs conectadas provocará mudanças nas características dos SEPs. Duas dessas mudanças estão presentes na diversificação e na descentralização da matriz energética brasileira. Desta forma, a geração de energia não

será tão dependente das grandes hidrelétricas, localizadas, na maioria das vezes, afastadas dos centros urbanos. Com a presença da geração distribuída, as fontes de energia se aproximam das cargas, aumentando a confiabilidade do sistema de distribuição (SEVERINO; CAMARGO; OLIVEIRA, 2008).

Devido à presença de GFs distribuídas, o fluxo de potência do SEP, antes unidirecional, das usinas hidrelétricas para as cargas, pode apresentar fluxo com característica bidirecional. Logo, quando a produção da GF for superior ao consumo da sua carga, a potência excedente será injetada na rede, resultando no fluxo de potência das cargas para o SEP (PAIVA, 2006).

Dependendo da relação entre a potência injetada pela GF e o consumo de potência pelas cargas, a presença da GD poderá contribuir com o aumento do nível de tensão nas barras do sistema (VASUDEVAN, 2015). Quanto maior a relação, maior é a probabilidade de a tensão exceder os valores admissíveis durante o fornecimento de energia (RIBEIRO, 2005). A variação da tensão nas barras depende também da distância entre a GD e a subestação, no caso da análise em redes de distribuição (TANG, 2016, 2017).

Em caso de falta, a presença de GDs aumenta o nível de curto-circuito do SEP, de acordo com a tecnologia utilizada em cada GD. Os GFs, em comparação com os geradores síncronos, contribuem menos com as faltas, devido ao controle dos inversores, utilizados como interface, os quais limitam a contribuição de corrente durante o curto-circuito. Por exemplo, em Nimpitiwan (2007) os autores comparam a contribuição destes dois tipos de geradores e concluíram que a contribuição dos geradores síncronos na corrente de curto-circuito é aproximadamente 3 vezes maior do que a dos geradores que utilizam inversores.

Portanto, para observar e analisar como os GDs conectados no sistema irão impactá-lo, neste trabalho desenvolveu-se equações e realizaram-se simulações, em três sistemas distintos, no software DIGSILENT que permitiram descrever como a corrente da geração distribuída irá interferir na corrente de curto-circuito do sistema.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A crescente utilização de fontes de energia renováveis, conectadas no sistema de distribuição, contribui para que diversas pesquisas sejam realizadas no mundo inteiro. Pesquisadores de diversos países realizam análises para identificar benefícios e problemas causados pela inserção de GD nos sistemas de distribuição, conseqüentemente, para os problemas, investigam formas de mitigá-los.

Em (IEEE std 1547, 2018) é abordado como os geradores devem ser conectados no sistema para que se comportem da maneira mais adequada para que eles causem os menores problemas técnicos e operacionais possíveis. Para isso ocorrer os geradores, no caso dos geradores a base de inversores, terão que possuir algoritmos de controle capazes de identificar o estado atual da rede e modificar sua operação, através de quatro configurações distintas (fator de potência constante, tensão-potência reativa, potência ativa-potência reativa e potência reativa constante), até que se adéque ao sistema. Esta norma é uma atualização da criada em 2003, entretanto uma subnorma, a 1547.7 de 2014 não foi atualizada, e nela é abordado os impactos que os geradores distribuídos causam no sistema de distribuição. Esta norma apresenta uma análise de curto-circuito que leva em consideração a porcentagem da corrente que o gerador contribui no momento do curto-circuito em relação à corrente de curto-circuito. Afirma que se a corrente no ponto comum de acoplamento for superior a 10% a corrente de curto-circuito, o sistema de proteção poderá atuar de forma incorreta (IEEE std 1547.7, 2013).

Em Mohammadi (2014), o autor analisa o nível da tensão nas barras do sistema devido a inserção de GD. A injeção de corrente pelas GDs provoca a redução do nível de corrente a ser injetada pela subestação. Logo, tem-se o aumento do nível de tensão nas barras do sistema e a redução das perdas, devido à redução da corrente no alimentador principal. No entanto, considerando as perdas totais do sistema, em (Mamani. et al, 2017), conclui-se que, se a injeção de potência pelas GDs for maior do que a potência consumida na carga, gera-se um fluxo de corrente reverso no sistema e as perdas elétricas no sistema podem aumentar

Em Vasudevan (2015) conclui-se que a baixa inserção de geração solar melhora os níveis de tensão nas barras de acordo com a peculiaridade e características do sistema testado. Todavia, elevada inserção de GD pode ser prejudicial para a tensão nas barras, podendo ultrapassar os limites admissíveis. Em (Tang, 2016), uma análise de alocação ótima da GF é realizada, conclui-se que, para uma mesma injeção de potência por parte

das GDs no sistema, a tensão pode extrapolar os limites admissíveis dependendo do local em que a GF se encontra, pois, através de um modelo matemático, é observada a relação direta no impacto da tensão devido a impedância do sistema. Essa mesma conclusão é obtida em Momani. et al. (2017), ou seja, o perfil da tensão não é somente influenciado pela potência da GF, mas também pela sua localização. Além disso, nesta dissertação, observou-se que o regulador de tensão presente no sistema de 13 barras também influencia nos níveis de tensão nas barras do sistema na presença de GDs, ou seja, isso acrescenta mais uma variável que influencia o nível de tensão nas barras.

Referente aos limites de tensão no Brasil, a ANEEL impõe às concessionárias de energia que atendam os seus consumidores de média e baixa tensão com níveis de tensão apresentados nas Tabelas 1 e 2, respectivamente (PRODIST MÓDULO 8, 2018).

Tabela 1 - Pontos de conexão com tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Tensão de atendimento (TA)	Faixa da variação da tensão de leitura (pu)
Adequada	$0,93 \leq TL \leq 1,05$
Precária	$0,90 \leq TL < 0,93$
Crítica	$TL < 0,90$ ou $TL > 1,05$

Fonte: (PRODIST MÓDULO, 2018)

Tabela 2 - Pontos de conexão com tensão nominal igual ou inferior a 1kV (220/127).

Tensão de atendimento (TA)	Faixa da variação da tensão de leitura (V)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231) / (117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 220$ ou $231 < TL \leq 233) /$ $(110 \leq TL < 117$ ou $133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191$ ou $TL > 233) /$ $(TL < 110$ ou $TL > 135)$

Fonte: (PRODIST-ANEEL, 2017)

O aumento da tensão nas barras do sistema de distribuição, devido à inserção de GD, não deve ultrapassar os níveis estabelecidos pela ANEEL. Além disso, o aumento

do nível da tensão causa o aumento da corrente de curto-circuito do sistema. Em (Zanetta, 2006), o autor define a equação (1), que provém da utilização do equivalente de Thevenin, obtido no ponto da falta, para calcular a corrente de curto-circuito de um sistema de distribuição. Observa-se que a corrente de falta é diretamente proporcional à tensão do sistema, ou seja, quando a tensão aumenta a corrente de falta também aumenta.

$$I = \frac{E_{th}}{Z_{th}} \quad (1)$$

O aumento da corrente de curto-circuito no ponto de falta é potencializado pela presença de GDs que passam a contribuir para a corrente de falta. Por outro lado, a contribuição das GDs na corrente de falta provoca a diminuição da contribuição da subestação na corrente de falta do sistema (PETEAN, 2014). A diminuição da corrente de curto-circuito na subestação provoca o aumento no tempo de atuação da sua proteção. Além disso, a contribuição das GDs na corrente de falta pode provocar a atuação indesejada ou descoordenada dos dispositivos de proteção presentes em determinado alimentador (Manditereza, 2016).

Na literatura, há vários artigos que analisam condições de curto-circuito em sistemas de média tensão contendo geração distribuída (GD). Em (Yazdanpanahi, 2012), (Funmilayo, 2009), (Mashau, 2011) e (Motabarian, 2013), são abordadas técnicas com o objetivo de mitigar impactos na coordenação dos dispositivos de proteção, instalados no sistema de energia, durante ocorrências de curto-circuito através de proteções adaptativas. Isto se dá, devido ao fato da GD contribuir com corrente de curto-circuito causando uma diminuição no nível da corrente proveniente da subestação e, conseqüentemente, provocando o aumento do tempo de atuação e descoordenação dos dispositivos de proteção instalados ao longo do alimentador. Esses trabalhos sugerem a implementação de algoritmos em relés bidirecionais capazes de interpretar o estado atual do sistema para ajustar suas curvas de atuação com a finalidade de atuarem coordenados e de forma eficiente caso ocorra uma falta.

Dentre estes trabalhos, somente Yazdanpanahi (2012) apresenta uma análise da proteção em condições de curto-circuito para um sistema contendo GDs conectadas através de inversores. Contudo, não considera a proteção contra subtensão ou sobretensão do inversor, imposta pela norma IEEE Std 929 (2000), Tabela 3. Que no caso do sistema de 17 barras simulado neste trabalho foi levado em conta esta proteção nos inversores.

Tabela 3 - Faixas de operação da proteção de tensão do inversor.

Tensão em pu	Tempo máximo de atuação
$V < 0,5$ pu	6 ciclos
$0,5 \text{ pu} \leq V < 0,88$ pu	120 ciclos
$0,88 \text{ pu} \leq V \leq 1,1$ pu	Operação normal
$1,1 \text{ pu} < V < 1,37$ pu	120 ciclos
$V \geq 1,37$	6 ciclos

Fonte: (IEE Std 929, 2000).

Em Nimpitiwan (2007) o autor compara a contribuição na corrente de curto-circuito dos geradores distribuídos síncronos com os geradores distribuídos conectados à rede através de inversores. Neste artigo, a norma (IEEE Std 929, 2000), que diz respeito à proteção da subtensão e sobretensão do inversor, é citada, mas não apresenta resultados de como a atuação desta proteção pode impactar na corrente de curto-circuito que passa pelos dispositivos de proteção da rede. Entretanto, este trabalho, assim como em (Petean, 2014), corroboram com os resultados apresentados em Nimpitiwan (2007).

Nos trabalhos citados no parágrafo precedente, é analisado o comportamento do sistema através de simulações em software, mas em Kauhaniemi (2009) realiza-se análises matemáticas em um sistema contendo GD, sob condições de falta. É realizada uma análise da variação da corrente na subestação durante uma falta em relação ao nível de inserção de GD. Neste trabalho foram desenvolvidas, também, equações que descrevem como a corrente na subestação é afetada com a inserção de GD, tanto em regime quanto em condições de curto-circuito. Diferentemente do trabalho de (Kauhaniemi, 2009), que utiliza a impedância do gerador para observar a influencia da GD na corrente de curto-circuito, considerou-se a corrente que a GD injeta no sistema tornando a análise mais elucidativa, pois em uma análise de curto-circuito observa-se as contribuições da corrente das GDs no sistema.

Em Hooshyar (2013), investiga-se a proteção do inversor contra sobretensão e subtensão, bem como a proteção do sistema (feita por relés) em um sistema elétrico com a presença de GF. Um sistema com GF, quando comparado com um sistema onde há somente cargas conectadas, apresenta, como resultados de análises, uma determinada redução da corrente na subestação durante uma falta. Contudo, durante a falta, a tensão

nas barras tende a cair, podendo provocar a atuação da proteção de subtensão de alguns inversores em tempos diferentes, conforme a norma IEEE Std 929. Após a saída dos inversores, submetidos à tensão inferior a 0,88 e a 0,5 pu, o valor da corrente na subestação aumenta. Todavia, a atuação do relé ainda é lenta, devido à presença de inversores em condições normais de operação em relação aos níveis de tensão. Portanto, é implementado um algoritmo capaz de ler as correntes do sistema para poder ajustar suas curvas de atuação, possibilitando a atuação no tempo adequado e a coordenação dos dispositivos de proteção. Caso a proteção de subtensão de todos os inversores atuem antes da atuação da proteção presente na subestação, a corrente que irá passar por este dispositivo de proteção será igual à corrente de curto-circuito do sistema sem a presença de GF.

2.1 OBJETIVO E CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO

Para melhor entender como a GD afeta a corrente na subestação foram elaboradas equações que descrevem o sistema elétrico em função de algumas variáveis do sistema, como por exemplo a impedância das linhas, a corrente das cargas e a corrente injetada pelas GDs. Estas equações proporcionam comparar a corrente na subestação antes e após a inserção de GD, tanto em regime quanto sob condições de curto-circuito.

Além disso, mostrar que o impacto da inserção de GD no sistema está ligado ao nível de inserção, à sua localização e, em caso de curto-circuito, ao tipo de falta e sua localidade. Para observar isto foram realizadas simulações em três diferentes sistemas, uma rede de baixa tensão, uma de média tensão e um sistema real. Portanto, foi possível observar similaridades quanto ao nível de impacto na corrente de curto-circuito, principalmente, na subestação causado nestes sistemas devido à inserção dos GFs.

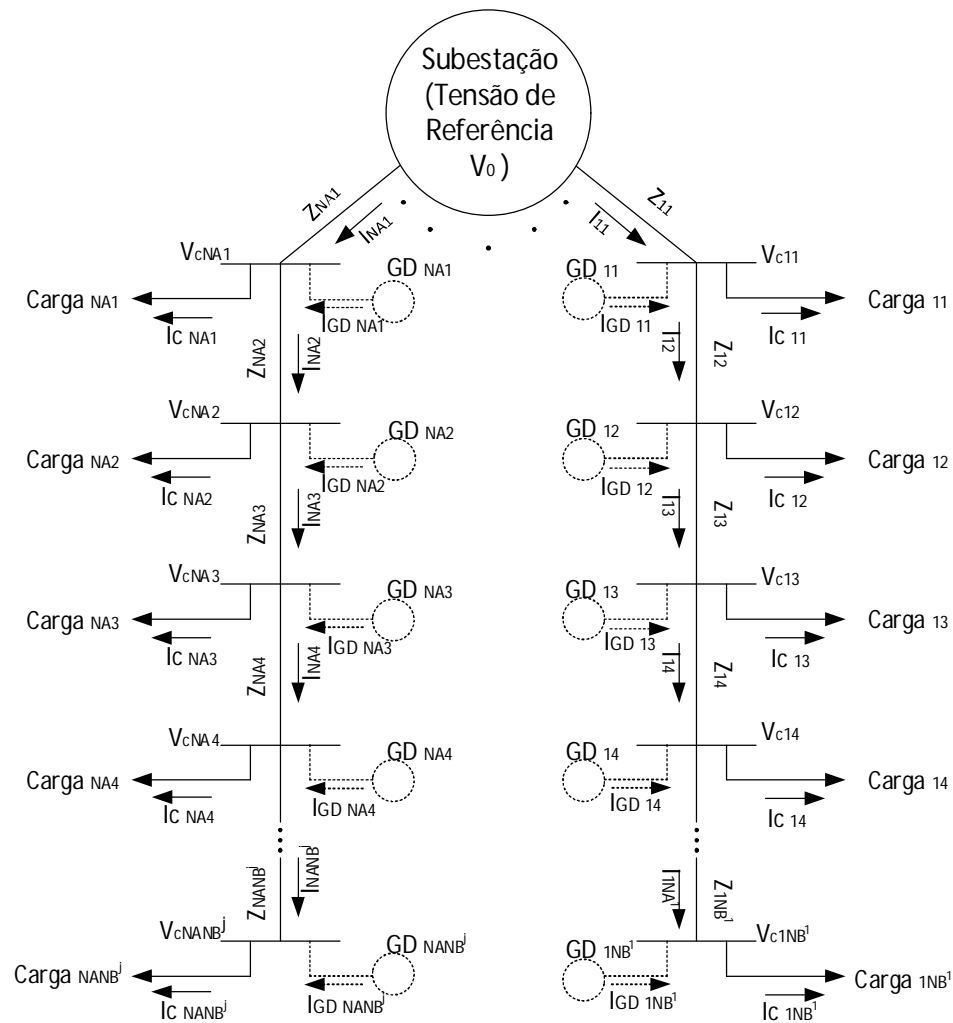
3 OBTENÇÃO DE EQUAÇÕES QUE DESCREVAM UM SISTEMA ELÉTRICO COM A PRESENÇA DE GD.

Neste capítulo, o objetivo é desenvolver equações que possibilitem o entendimento de como a inserção de geração distribuída (GD) irá impactar na corrente da subestação, em regime e durante curtos-circuitos. Isto se dá, devido às equações apresentarem variáveis que descrevem características do sistema elétrico juntamente com a corrente injetada pela GD, causando uma dependência entre ambas. Esta dependência proporcionará a conclusão do que realmente ocorre quando a GD é inserida no sistema. Muitos trabalhos, como por exemplo Yazdanpanahi (2012), Funmilayo (2009), Mashau, (2011), Motabarian, (2013) e Yazdanpanahi (2012), apenas impõem o fato verdadeiro de que a inserção de GD causa a diminuição da corrente da subestação, mas não demonstram como isso ocorre através de equações. Para que estas análises sejam possíveis, as equações devem ser obtidas relacionando as características principais do sistema, como as impedâncias das linhas, as cargas e a presença de GD.

O desenvolvimento de equações neste capítulo tem como finalidade criar uma ferramenta de apoio durante o planejamento da operação da rede, pois, devido a sua dependência com a impedância das linhas e conseqüentemente com a distância em que a GD será conectada da subestação, pode-se fazer uma previsão de quanto a GD irá contribuir com a corrente de curto-circuito. Assim, é possível analisar a redução do nível da corrente que passa pelo dispositivo de proteção, tornando possível à concessionária ter domínio sobre o ajuste necessário na curva de atuação deste dispositivo. Considerando o sistema genérico da Figura 4 e que, por convenção, a corrente que chega à barra tenha sinal positivo e a corrente que sai da barra tenha sinal negativo e que todas os valores que substituirão as incógnitas deverão estar na forma fasorial, dois cenários foram utilizados para obter a uma equação genérica:

- Considerar o sistema genérico com um alimentador e duas barras;
- Considerar o sistema genérico com um alimentador e três barras.

Figura 4 - Sistema elétrico genérico utilizado para obter as equações.



Fonte: Próprio autor.

3.1 SISTEMA SEM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.

3.1.1 Considerando um alimentador e duas barras.

Para a obtenção da primeira equação que servirá para a equação geral, considera-se um único alimentador com duas barras. Inicialmente, o sistema da Figura 4 é considerado sem a presença de GDs.

Considerando a queda de tensão entre as barras, tem-se (2).

$$V_0 - V_{C12} = Z_{11} \cdot I_{11} + Z_{12} \cdot I_{12} \quad (2)$$

Sendo $I_{12} = I_{11} - I_{C11}$, obtém-se (3).

$$V_0 - V_{C12} = Z_{11} \cdot I_{11} + Z_{12} \cdot (I_{11} - I_{C11}) \quad (3)$$

A equação (4) é obtida isolando I_{11} em (3).

$$I_{11} = \frac{V_0 - V_{C12} + Z_{12} \cdot I_{C11}}{Z_{11} + Z_{12}} \quad (4)$$

Em (4) tem-se uma maneira de calcular a corrente na subestação através dos parâmetros de tensão, corrente e impedância do sistema.

3.1.2 Considerando um alimentador e três barras.

Analogamente, o mesmo procedimento para obter (2), utiliza-se para obter (5).

$$V_0 - V_{C13} = Z_{11} \cdot I_{11} + Z_{12} \cdot I_{12} + Z_{13} \cdot I_{13} \quad (5)$$

Onde:

$$I_{12} = I_{11} - I_{C11} \quad (6)$$

E

$$I_{13} = I_{12} - I_{c12} \quad (7)$$

Substituindo (6) na equação (7) tem-se:

$$I_{13} = I_{11} - I_{c11} - I_{c12} \quad (8)$$

Portanto, substituindo (6) e (8) na equação (5), resultará em (9).

$$V_0 - V_{c13} = Z_{11} \cdot I_{11} + Z_{12} \cdot (I_{11} - I_{c11}) + Z_{13} \cdot (I_{11} - I_{c11} - I_{c12}) \quad (9)$$

Isolando a corrente I_{11} na equação (9), obtém-se a equação (10).

$$I_{11} = \frac{V_0 - V_{c13} + I_{c11} \cdot (Z_{12} + Z_{13}) + I_{c12} \cdot Z_{13}}{Z_{11} + Z_{12} + Z_{13}} \quad (10)$$

3.1.3 Equação Genérica

Observa-se que a corrente da carga em uma barra sempre multiplica a soma das impedâncias dos trechos à jusante, além disso, no denominador sempre aparecerá a soma das impedâncias de todos os trechos do alimentador. Por último, nota-se que a tensão da subestação sempre aparece na equação, sendo subtraída pela tensão da última barra.

Portanto, considerando este alimentador com NB^1 barras, número total de barras para o alimentador 1, tem-se a equação (11).

$$I_{11} = \frac{V_0 - V_{C1NB^1} + \sum_{i=1}^{NB^1-1} I_{C1i} \cdot \left(\sum_{n=i+1}^{NB^1} Z_{1n} \right)}{\left(\sum_{m=1}^{NB^1} Z_{1m} \right)} \quad (11)$$

Considerando agora um sistema com vários alimentadores, numerando-os de 1 até NA, sendo NA o número dado ao último alimentador, forma-se a sequência $j = 1, 2, 3, \dots, NA$. O índice j representa o alimentador em questão, ou seja, o alimentador que está sob análise. Sendo assim, cada alimentador possui um número específico de barras, portanto tem-se a sequência $k^j = 1, 2, 3, \dots, NB^j$, sendo NB^j a última barra do alimentador j .

A equação (11) pode ser reescrita para um sistema com NA alimentadores, e cada alimentador possui NB^j barras (característica específica de cada alimentador), conforme (12).

$$I_{j1} = \frac{V_0 - V_{CjNB^j} + \sum_{i=1}^{NB^j-1} I_{Cji} \cdot \left(\sum_{n=i+1}^{NB^j} Z_{jn} \right)}{\left(\sum_{m=1}^{NB^j} Z_{jm} \right)} \quad (12)$$

Considerando que a corrente total na subestação é a soma de todas as correntes no trecho 1 de todos os alimentadores, tem-se (13).

$$I_{SE} = \sum_{i=1}^{NA} I_{j1} \quad (13)$$

3.2 CONSIDERANDO O SISTEMA COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.

Nesta seção, será desenvolvida uma equação que descreverá como a corrente na subestação será influenciada pelas correntes das GDs conectadas no sistema, para diferenciar as incógnitas presentes nas equações desta seção utilizou-se uma seta

sobrescrita a cada incógnita para indicar que há GDs conectadas no sistema. Apesar de considerar GDs conectadas no sistema, não serão abordados nem o tipo e nem o modelo da GD, pois, para a aplicação da equação, que será apresentada no final desta seção, será necessário conhecer apenas o nível de corrente que a GD injeta no sistema.

Considerando o sistema da Figura 4, agora com as GDs conectadas no sistema, segue-se o mesmo raciocínio descrito durante a obtenção da equação (13). Portanto, considerar-se-á duas configurações para um mesmo alimentador, uma com 2 e a outra com 3 barras, para que depois seja obtida a equação válida para qualquer sistema com GDs.

3.2.1 Alimentador com 2 barras e com GD conectada nas duas barras.

Neste sistema tem-se duas barras as quais possuem carga e GD em ambas. Considerando a queda de tensão entre as barras, tem-se a Equação 2. Porém, os valores atribuídos as variáveis serão diferentes, pois nesta seção há GD. Então, para diferenciá-las, tem-se (14).

$$\vec{V}_0 - \vec{V}_{c12} = Z_{11} \cdot \vec{I}_{11} + Z_{12} \cdot \vec{I}_{12} \quad (14)$$

Tem-se agora que:

$$\vec{I}_{12} = \vec{I}_{11} - \vec{I}_{c11} + \vec{I}_{GD11} \quad (15)$$

Portando, substituindo (15) em (14) resultará em (16).

$$\vec{V}_0 - \vec{V}_{c12} = Z_{11} \cdot \vec{I}_{11} + Z_{12} \cdot (\vec{I}_{11} - \vec{I}_{c11} + \vec{I}_{GD11}) \quad (16)$$

Isolando a corrente \vec{I}_{11} da equação (16), tem-se (17).

$$\vec{I}_{11} = \frac{\vec{V}_0 - \vec{V}_{C12} + Z_{12} \cdot (\vec{I}_{C11} - \vec{I}_{GD11})}{Z_{11} + Z_{12}} \quad (17)$$

3.2.2 Alimentador com 3 barras e GD conectada nas três barras.

Fazendo o mesmo procedimento para obter a equação (14), obteve-se a equação (18).

$$\vec{V}_0 - \vec{V}_{C12} = Z_{11} \cdot \vec{I}_{11} + Z_{12} \cdot \vec{I}_{12} + Z_{13} \cdot \vec{I}_{13} \quad (18)$$

Tem-se do sistema da Figura 4 que a corrente no trecho 2 e a do trecho 3 do alimentador 1 são:

$$\vec{I}_{12} = \vec{I}_{11} - \vec{I}_{C11} + \vec{I}_{GD11} \quad (19)$$

$$\vec{I}_{13} = \vec{I}_{12} - \vec{I}_{C12} + \vec{I}_{GD12} \quad (20)$$

Logo, substituindo na equação (20) a equação (19), (21) é obtida.

$$\vec{I}_{13} = \vec{I}_{11} - \vec{I}_{C11} + \vec{I}_{GD11} - \vec{I}_{C12} + \vec{I}_{GD12} \quad (21)$$

Substituindo a equação (19) e a equação (21) na equação (18) resulta na equação (22).

$$\begin{aligned} \vec{V}_0 - \vec{V}_{c12} &= Z_{11} \cdot \vec{I}_{11} + Z_{12} \cdot (\vec{I}_{11} - \vec{I}_{c11} + \vec{I}_{GD11}) + \\ &+ Z_{13} \cdot (\vec{I}_{11} - \vec{I}_{c11} + \vec{I}_{GD11} - \vec{I}_{c12} + \vec{I}_{GD12}) \end{aligned} \quad (22)$$

Isolando a corrente \vec{I}_{11} na equação (22), corrente proveniente da subestação, tem-se (23).

$$\vec{I}_{11} = \frac{\vec{V}_0 - \vec{V}_{c12} + Z_{12} \cdot (\vec{I}_{c11} - \vec{I}_{GD11}) + Z_{13} \cdot (\vec{I}_{c11} - \vec{I}_{GD11} + \vec{I}_{c12} - \vec{I}_{GD12})}{Z_{11} + Z_{12} + Z_{13}} \quad (23)$$

Reformulando a equação (23), resulta em (24).

$$\vec{I}_{11} = \frac{\vec{V}_0 - \vec{V}_{c12} + (\vec{I}_{c11} - \vec{I}_{GD11}) \cdot (Z_{12} + Z_{13}) + (\vec{I}_{c12} - \vec{I}_{GD12}) \cdot Z_{13}}{Z_{11} + Z_{12} + Z_{13}} \quad (24)$$

3.2.3 Equação genérica

Observando a equação (17) e a equação (24), nota-se que a corrente da carga na barra 1, subtraída pela corrente da GD conectada nesta mesma barra, multiplica a soma das impedâncias dos trechos à jusante. O mesmo ocorre para as correntes na barra 2, onde a corrente da carga é subtraída pela corrente da GD e este resultado é multiplicado pela soma das impedâncias dos trechos a sua frente. Sendo assim, considerando um alimentador com NB^1 barras, obtém-se (25).

$$\vec{I}_{11} = \frac{\vec{V}_0 - \vec{V}_{c1NB^1} + \sum_{i=1}^{NB^1-1} (\vec{I}_{c1i} - \vec{I}_{GD1i}) \cdot (\sum_{n=1}^{NB^1} Z_{1n})}{\sum_{m=1}^{NB^1} Z_{1m}} \quad (25)$$

Agora, um sistema com NA alimentadores é considerado, ou seja, de sequência $j = 1, 2, 3, \dots, NA$. Cada alimentador possui um número específico de barras, $k^j = 1, 2, 3, \dots, NB^j$; sendo k a quantidade de barras do alimentador que o contador j está apontando. Assim, a equação (25) pode ser escrita para um sistema com NA alimentadores e cada um destes, com um número específico de barras, como em (26).

$$\vec{I}_{j1} = \frac{\vec{V}_0 - \vec{V}_{CjNB^j} + \sum_{i=1}^{NB^j-1} (\vec{I}_{Cji} - \vec{I}_{GDji}) \cdot \left(\sum_{n=1}^{NB^j} Z_{jn} \right)}{\sum_{m=1}^{NB^j} Z_{jm}} \quad (26)$$

Como tem-se o número total de NA alimentadores, a corrente da subestação é a soma de todas as correntes do primeiro trecho em cada alimentador. Com isso, obtém-se (27) como expressão geral.

$$\vec{I}_{SE} = \sum_{j=1}^{NA} \vec{I}_{j1} \quad (27)$$

3.3 CURTO-CIRCUITO NO SISTEMA SEM GD E COM GD

Nesta seção, não importando o tipo de falta nem sua impedância, é considerada apenas a corrente de falta. Durante a ocorrência de uma falta, a corrente de curto-circuito apresentará o mesmo sentido adotado para as cargas, ou seja, na barra em que ocorre a falta, a corrente de falta e a corrente da carga se somam.

Portanto, na equação (12), a corrente da carga será somada com a corrente de curto-circuito I_{fjNB^jf} (corrente de falta no alimentador j e devido à falta na barra NB^jf deste alimentador, sendo o expoente j o alimentador em questão e o índice f indica a barra do alimentador j que está em curto-circuito). Com isso tem-se (28) como equação geral para este sistema. Considere, como exemplo, que na barra 5 do alimentador 3, de um

sistema com 6 alimentadores, ocorra uma falta. Neste caso, a corrente de curto-circuito será escrita como I_{f35} e será somada à corrente de carga nesta mesma barra.

$$I_{j1}^f = \frac{V_0^f - V_{CjNB^j}^f + \sum_{i=1}^{NB^j-1} (I_{Cji}^f + I_{fjNB^j}^f) \cdot (\sum_{n=1}^{NB^j} Z_{jn})}{\sum_{m=1}^{NB^j} Z_{jm}} \quad (28)$$

Sabe-se que a corrente na subestação é a soma de todas as correntes no primeiro trecho de todos os alimentadores. Portanto, para o sistema teste com NA alimentadores, tem-se (29).

$$I_{SE}^f = \sum_{j=1}^{NA} I_{j1}^f \quad (29)$$

Quando há GD presente no sistema, o mesmo discutido para o sistema sem GD vale para o sistema com GD. Logo, conclui-se que a corrente de curto-circuito será adicionada à corrente da carga e subtraída pela corrente injetada pela GD conectada na barra em curto, possibilitando reescrever a equação (28).

$$\vec{I}_{j1}^f = \frac{\vec{V}_0^f - \vec{V}_{CjNB^j}^f + \sum_{i=1}^{NB^j-1} (\vec{I}_{Cji}^f - \vec{I}_{GDji}^f + \vec{I}_{fjNB^j}^f) \cdot (\sum_{n=1}^{NB^j} Z_{jn})}{\sum_{m=1}^{NB^j} Z_{jm}} \quad (30)$$

Sendo assim, a corrente na subestação será a soma das correntes no primeiro trecho de todos os NA alimentadores, conforme (31).

$$\vec{I}_{SE}^f = \sum_{j=1}^{NA} \vec{I}_{j1}^f \quad (31)$$

3.4 DISCUSSÕES RELEVANTES SOBRE AS EQUAÇÕES

Como discutido no capítulo 2, poucos trabalhos encontrados na literatura propõem análises matemáticas que permitem esclarecer o impacto da corrente da GD na corrente do sistema sob condições normais de operação e de curto-circuito.

Como o intuito deste capítulo é desenvolver equações que descrevam o comportamento do sistema sem e com GD, não se preocupou com o método de cálculo da corrente de curto-circuito em si, ou seja, nas equações utilizam-se os valores obtidos após realizar o cálculo de um fluxo de carga. Portanto, é possível observar, como contribuição deste trabalho, o impacto que a corrente injetada pela GD provoca na corrente da subestação tanto em regime quanto em condições de curto-circuito.

Analisando as equações em regime permanente com GD, equação (25), verifica-se que a corrente da GD e a corrente da carga são subtraídas. Consequentemente, a corrente proveniente da subestação irá diminuir se comparada com a equação (12), onde há apenas a presença das correntes das cargas.

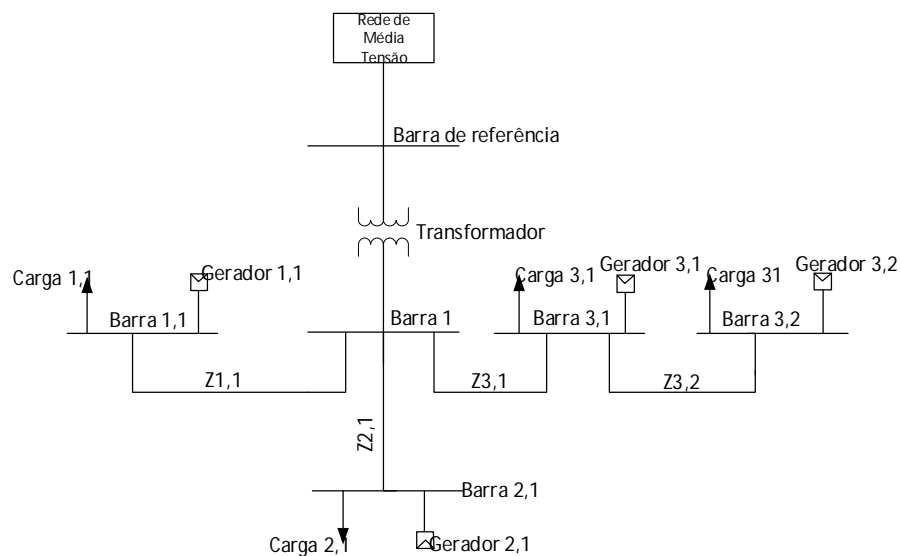
Nas equações (28) e (30), referentes ao curto-circuito, respectivamente, sem e com GD, observa-se, analogamente às condições em regime, que a corrente da GD subtrai a corrente de carga fazendo com que o valor da corrente proveniente da subestação seja menor com sua presença. Deve-se atentar ao fato de que a corrente de curto-circuito será considerada nos cálculos apenas na(s) barra(s) em falta.

Independente das equações serem aplicadas para o sistema em regime ou para o sistema em condições de curto-circuito, elas devem ser aplicadas para cada fase do sistema separadamente e os valores que serão substituídos nas incógnitas deverão estar na forma fasorial.

4 VALIDAÇÃO DAS EQUAÇÕES DESENVOLVIDAS NO CAPÍTULO 3

Para validar as equações, criou-se o sistema da Figura 5, cujos parâmetros são apresentados no apêndice A. Este sistema apresenta 3 alimentadores, sendo o alimentador 1 representado pelo subíndice 1 ($Z_{1,1}$), o alimentador 2 pelo subíndice 2 ($Z_{2,1}$) e o alimentador 3 pelo subíndice 3 ($Z_{3,1}$).

Figura 5 – Sistema teste para a validação das equações.



Fonte: Próprio autor.

4.1 SISTEMA EM REGIME

Para calcular a corrente no trecho 1 nos alimentadores do sistema da Figura 5 é necessário conhecer a impedância deste sistema, (Apêndice A), a tensão na barra da subestação e na última barra de cada alimentador, bem como a corrente de carga e de geração presentes nas barras localizadas entre a última barra de cada alimentador e a barra da subestação referentes a cada fase do sistema, por se tratar de um sistema trifásico equilibrado utilizou-se os resultados somente da fase A.

4.1.1 Sistema sem GD em regime.

Primeiramente realizou-se simulações sem a presença dos geradores utilizando o software OPENDSS®. Com os resultados gerados pelo software, foi possível obter os dados de tensão, Tabela 4, e da corrente na carga 1 do alimentador 3, $I_{c32} = 303,208 \angle -69,77^\circ A$, necessários para aplicar a equação (12) e encontrar as correntes referentes ao trecho 1 dos alimentadores 1, 2 e 3, Tabela 6.

Tabela 4 – Tensão, em volts, obtida no OPENDSS® utilizada no cálculo da corrente no trecho 1 dos alimentadores 1, 2 e 3.

V1	V1,1	V2,1	V3,2
$127 \angle -30^\circ$	$124,526 \angle -30,4^\circ$	$122,62 \angle -31,26^\circ$	$115,923 \angle -32,01^\circ$

Fonte: Próprio autor.

$$I_{11} = \frac{V_1 - V_{C11}}{Z_{11}} \quad (32)$$

$$I_{21} = \frac{V_1 - V_{C21}}{Z_{21}} \quad (33)$$

$$I_{31} = \frac{V_1 - V_{C32} + Z_{12} \cdot I_{C31}}{Z_{31} + Z_{32}} \quad (34)$$

Substituindo os respectivos valores nas equações (32), (33) e (34) obtiveram-se os valores das correntes no trecho 1 dos três alimentadores. Os valores desta corrente são apresentados na terceira, quarta e quinta linha da quarta coluna da Tabela 6. Com os valores destas correntes foi possível, através da equação (13), calcular a corrente na subestação cujo valor está contido na última linha da coluna 4 da Tabela 6.

O mesmo foi feito no software DIGSILENT®, que forneceu os valores de tensão nas barras do sistema presentes na Tabela 5, e a corrente na carga 3,1 foi de $408,13 \angle -$

40,469° (A). Portanto, substituindo estes valores nas respectivas variáveis nas equações (32), (33) e (34) obtêm-se os valores contidos nas linhas 3, 4 e 5 da quinta coluna da Tabela 6. Aplicando a equação (13), que soma as correntes do trecho 1 de todos os alimentadores do sistema, obtêm-se a corrente na subestação cujo valor corresponde ao presente na última linha da quinta coluna da Tabela 6.

Tabela 5 – Tensão, em volts, obtida do DIgSILENT[®] utilizada para o cálculo da corrente no trecho 1 dos alimentadores 1, 2 e 3.

V1	V1,1	V2,1	V3,2
127∠0°	124,54∠-0,39°	122,63∠-1,25°	114,98∠-2,18°

Fonte: Próprio autor.

A Tabela 6 contém os valores das correntes obtidas através das simulações dos dois softwares em questão e corrente calculada através da equação (12) e (13). Observa-se através desta tabela que as correntes apresentam valores próximos quando se compara a corrente obtida através do software e a corrente obtida através da equação (12) e (13) utilizando os valores das variáveis fornecida pelo respectivo software. Por esse motivo, decidiu-se calcular o erro entre estes dois valores de corrente, Tabela 7.

Tabela 6 – Resultados das correntes (módulo e ângulo), em amperes, obtidos através das simulações no software OPENDSS[®] e DIgSILENT[®] e os resultados obtidos através da equação (12) e (13), para o sistema em regime e sem GD.

Alimentador	OPENDSS [®]	DIgSiLENT [®]	Equações aplicadas ao	
			OPENDSS [®]	DIgSILENT [®]
1	53,1335	53,13	53,1516	52,73
	-71,31°	-41,31°	-70,66°	-41°
2	52,2899	52,28	52,3251	52,12
	-59,15°	-29,15°	-61,44°	-28,69
3	376,212	408,13	397,8634	407,7966
	-70,32°	-40,47°	-71,71°	-40,09°
Subestação	480,725	512,6	502,59	511,69
	110,78°	140,59°	-70,53°	-39,03°

Fonte: Próprio autor.

Tabela 7- Erro obtido entre os resultados de corrente obtidos com as simulações e com a equação (12) e (13).

Alimentador	Erro Percentual	
	OPENDSS®	DIgSILENT®
1	0,034	0,7528
2	0,06731	0,306
3	5,7551	0,0816
subestação	4,548	0,1775

Fonte: Próprio autor.

4.1.2 Sistema com GD.

Considerando todas as barras com geração e em regime permanente, aplicou-se a equação (25) no sistema da Figura 5.

Com isso, será possível obter a corrente no trecho 1 dos alimentadores 1, 2 e 3. Entretanto, para que seja possível obter estas correntes, necessita-se dos valores de tensão nas barras 1, 1,1, 2,1 e 3,2, bem como a corrente que a carga 3,1 consome do sistema e a corrente que a GD 3,1 injeta no sistema. As impedâncias também são necessárias, porém elas já são conhecidas.

Utilizando o software OPENDSS®, obteve-se os valores da tensão nas barras 1, 1,1, 2,1, 3,2 .. Já a corrente consumida pela carga 3,1 e a corrente injetada pela geração 3,1 são, respectivamente, $313,967 \angle 66,61^\circ$ A e $221,63 \angle 151,37^\circ$ A. Portanto, tem-se todas as variáveis necessárias para calcular a corrente no primeiro trecho de cada alimentador do sistema.

Tabela 8 – Tensão, em volts, obtida no OPENDSS® utilizada no cálculo da corrente no trecho 1 dos alimentadores 1, 2 e 3 com GD conectada no sistema.

V1	V1,1	V2,1	V3,2
$127,011 \angle -30^\circ$	$125,329 \angle -29,77^\circ$	$124,283 \angle -29,99^\circ$	$119,886 \angle -28,63^\circ$

Fonte: Próprio autor.

Aplicando a equação (25) foi possível calcular a corrente no trecho 1 dos três alimentadores, e, conseqüentemente, foi possível calcular a corrente na subestação através da equação (26). Os valores das correntes nestes casos estão presentes nas linhas de 2 a 5 da Tabela 10.

Fez-se também a mesma simulação utilizando o software DIGSILENT[®], obteve-se os valores para a tensão nas barras 1, 1,1, 2,1 e 3,1, Tabela 9. Já a corrente consumida pela carga 3 e a corrente injetada pela geração 3 são, respectivamente, $316,07 \angle 36,62^\circ$ A e $221,77 \angle 1,249^\circ$ A. Portanto, tem-se todas as variáveis necessárias para calcular a corrente no primeiro trecho de cada alimentador do sistema.

Tabela 9 – Tensão, em volts, obtida no DIGSILENT[®] utilizada no cálculo da corrente no trecho 1 dos alimentadores 1, 2 e 3 com GD conectada no sistema.

V1	V1,1	V2,1	V3,2
127,017 $\angle 0^\circ$	125,33 $\angle 0,22^\circ$	124,289 $\angle 0,008^\circ$	119,79 $\angle 1,35^\circ$

Fonte: Próprio autor.

Aplicando a equação (26) e (27) obtêm-se as correntes no trecho 1 de cada alimentador e a corrente na subestação, respectivamente. Os valores destas correntes estão contidos nas linhas 2 a 5 na quinta coluna da Tabela 10.

Com os resultados obtidos através das equações (26) e (27) e com os resultados das correntes no primeiro trecho de cada alimentador e na subestação obtidos através dos softwares utilizados, segunda e terceira coluna da Tabela 10, observa-se que os resultados não são iguais em todos os casos decidiu-se calcular o erro existente entre os resultados fornecidos pelos softwares e as equações, Tabela 11.

Tabela 10 - Resultados das correntes (módulo e ângulo), em amperes, obtidos através das simulações no software OpenDSS® e DigSiLENT® e os resultados obtidos através da equação (26) e (27), para o sistema com geração e sem a presença de curto-circuito.

Alimentador	OPENDSS®	DIgSiLENT®	Equações aplicadas ao	
			OPENDSS®	DIgSiLENT®
1	35,484	35,48	35,5658	35,53
	-106,78°	-76,78°	-106,64°	-75,91°
2	27,6134	27,6	27,6178	27,61
	-90,93°	-59,75°	-90,45°	-60,36°
3	243,77	245,99	256,593	259,413
	-112,07°	-81,61°	-99,28°	-68,89°
subestação	305,143	307,45	319,1563	321,9813
	70,41°	100,76°	-99,33°	-68,93°

Fonte: Próprio autor.

Tabela 11 - Erro obtido entre os resultados de corrente obtidos com as simulações e com a equação (26) e (27) com a presença de geração no sistema.

Alimentador	Erro Percentual	
	OPENDSS®	DIgSiLENT®
1	0,23	0,1409
2	0,0159	0,0
3	5,26	5,45
subestação	4,5923	4,7264

Fonte: Próprio autor.

4.2 SISTEMA SOB CONDIÇÕES DE CURTO-CIRCUITO.

Considerando, agora, a presença de um curto-circuito trifásico na barra 1,1 com resistência de falta igual a zero ohms ter-se-á que utilizar a equação (28) ou (30) para calcular a corrente no trecho 1 dos três alimentadores do sistema da Figura 5 e a equação (29) ou (31) para calcular a corrente de curto-circuito na subestação, sem e com GD respectivamente. Para isso será necessário conhecer as tensões na barra da subestação e

na última barra de todos os alimentadores, a corrente de curto-circuito do sistema (se a falta ocorrer na última barra do alimentador não é necessário conhecer esta corrente), a corrente das cargas que estão conectadas entre a barra da subestação e a última barra de cada alimentador, e no caso em que há GD conectada no sistema é necessário conhecer a corrente que ela injeta no sistema durante a falta (somente das GDs que não estiverem conectadas na última barra do alimentador). Por fim, é necessário conhecer a impedância dos trechos de cada alimentador, apêndice A.

4.2.1 Sistema sem GD.

Analisando este curto-circuito no OPENDSS[®] obteve-se a tensão na subestação e nas últimas barras de cada alimentador presente neste sistema, bem como a corrente na carga conectada na barra 3,1, 375,97∠-70,30 A. O valor da tensão nas barras está contido na Tabela 12.

Tabela 12 – Tensão, em volts, obtida do OPENDSS[®] utilizada para o cálculo da corrente no trecho 1 dos alimentadores 1, 2 e 3 sem GD conectada no sistema e sob condições de curto-circuito.

V1	V1,1	V2,1	V3,2
126,4397∠-59,98°	0∠-90,4°	122,5714∠-61,23	115,8742∠-61,99

Fonte: Próprio autor.

Com a aplicação da equação (28) no sistema da Figura 5 obtêm-se as equações (35), (36) e (37).

$$I_{11}^f = \frac{V_1^f - V_{C11}^f}{Z_{11}} \quad (35)$$

$$I_{21}^f = \frac{V_1^f - V_{C21}^f}{Z_{21}} \quad (36)$$

$$I_{31}^f = \frac{V_1^f - V_{C21}^f + Z_{32} \cdot I_{C31}^f}{Z_{31} + Z_{32}} \quad (37)$$

Substituindo os valores obtidos na simulação com o OPENDSS® nas equações (35), (36) e (37) nas respectivas incógnitas resultando na corrente do trecho 1 de cada alimentador do sistema da Figura 5. E utilizando a equação (29) foi possível calcular a corrente na subestação. Os valores destas correntes são apresentados nas linhas 2 a 5, na coluna 4, da Tabela 14.

Utilizou-se também o software DIGSILENT® para adquirir os valores das incógnitas das equações (35), (36) e (37). Os valores das tensões nas barras 1, 1,1, 2,1 e 3,2 são apresentados na Tabela 13. E o valor da corrente da carga conectada na barra 3,1 é 321,71 L -40,98 A.

Tabela 13 – Tensão, em volts, obtida do DIGSILENT® utilizada para o cálculo da corrente no trecho 1 dos alimentadores 1, 2 e 3 sem GD conectada no sistema e sob condições de curto-circuito.

V1	V1,1	V2,1	V3,2
123,41 L -1,03°	0 L 0°	119,12 L -2,3	111,61 L -3,24

Fonte: Próprio autor.

Substituindo estes valores nas equações (35), (36) e (37) foi possível calcular a corrente no trecho 1 dos alimentadores do sistema em questão. A partir destes valores, foi possível aplicar a equação (29) e obter a corrente na subestação. Os valores das correntes calculadas para os valores obtidos no DIGSILENT® estão apresentados nas linhas 2 a 5 na quinta coluna da Tabela 14. Com isso foi possível calcular o erro entre os valores obtidos com os softwares e as equações.

Tabela 14 - Resultados das correntes (módulo e ângulo), em amperes, obtidos através das simulações no software OpenDSS[®] e DigSiLENT[®] e os resultados obtidos através da equação (28) e (29), para o sistema sem geração e com a presença de curto-circuito.

Alimentador	OPENDSS [®]	DIgSiLENT [®]	Equações aplicadas ao	
			OPENDSS [®]	DIgSiLENT [®]
1	2567,3	2498,67	2569,8913	2498,6235
	-90,40°	-61,56°	-90,5°	-61,55°
2	52,32	51,20	51,62	51,24
	-59,13°	-30,19°	-60,31°	-61,55°
3	375,97 L -	400,18	363,7295	400,2562
	70,30°	-41,54°	-69,71°	-41,31°
Subestação	2969,2	2922,76	2958,6286	2928,6798
	92,62°	121,64°	-87,49°	-58,84°

Fonte: Próprio autor.

Tabela 15 - Erro obtido entre os resultados de corrente obtidos com as simulações e com a equação (28) e (29) sem a presença de geração no sistema.

Alimentador	Erro Percentual	
	OPENDSS [®]	DIgSiLENT [®]
1	0,1	0,0
2	1,33	0,0
3	3,26	0,01
Subestação	0,3	0,2

Fonte: Próprio autor.

4.2.2 Sistema com GD.

Através do OPENDSS[®] foi possível adquirir os valores referentes as variáveis de tensão e corrente necessárias para a aplicação da equação (30). A tensão na barra 1, 1,1, 2,1 e 3,2 está presente na Figura 15. A corrente que a carga 3,1 consome durante a falta é 313,779 L -66,58° A e a corrente que a geração 3,1 injeta no sistema durante a falta é 221,75 L 151,29° A. As impedâncias do sistema não se alteram com a falta, portanto são conhecidas, apêndice.

Tabela 16 – Tensão, em volts, obtida do OPENDSS[®] utilizada para o cálculo da corrente no trecho 1 dos alimentadores 1, 2 e 3 com GD conectada no sistema, sob condição de falta.

V1	V1,1	V2,1	V3,1
126,937∠-29,97°	0,2602∠-90,4°	124,208∠-29,97°	119,822∠-28,6°

Fonte: Próprio autor.

Aplicando a equação (30) nos alimentadores obtém-se a corrente no trecho 1 de cada alimentador. Aplicando-se a equação (31) é possível calcular a corrente na subestação no momento do curto-circuito. Estas correntes estão contidas nas linhas de 2 a 5 na coluna 4 da Tabela 18.

Utilizando o software DIgSILENT[®] para simular o sistema sob a condição de curto-circuito descrito, obtém-se os valores de tensão nas barras 1, 1,1 2,1 e 3,2. A corrente que a carga 3,1 consome durante a falta é 316,03∠-36,63 A e a corrente que a geração 3,1 injeta no sistema durante a falta é 221,74∠1,24° A.

Tabela 17 - Tensão obtida no DIgSILENT[®] utilizada no cálculo da corrente no trecho 1 dos alimentadores 1, 2 e 3 com GD conectada no sistema, sob condição de falta.

V1	V1,1	V2,1	V3,2
127∠0°	0∠0°	124,3∠0°	119,78∠1,35°

Fonte: Próprio autor.

Portanto, com estes valores é possível aplicar a equação (30) para o alimentador 1, 2 e 3, e a equação (31) para calcular a corrente de curto-circuito na subestação. Os valores destas correntes estão presentes da linha 2 a 5 na coluna 5 da Tabela 18.

Com os resultados obtidos através das equações (30) e (31) e com os resultados das correntes no primeiro trecho de cada alimentador e na subestação obtidos através dos softwares utilizados, segunda e terceira coluna da Tabela 18 observa-se que os resultados não são iguais em todos os casos, então decidiu-se calcular o erro existente entre os resultados fornecidos pelos softwares e as equações, Tabela 19.

Tabela 18 - Resultados das correntes (módulo e ângulo), em amperes, obtidos através das simulações no software OpenDSS® e DIgSILENT® e os resultados obtidos através da equação (30) e (31), para o sistema com geração e sob condições de curto-circuito.

Alimentador	OPENDSS®	DIgSILENT®	Equações aplicadas ao	
			OPENDSS®	DIgSILENT®
1	2567,44	2571,4	2567,4994	2571,37
	-90,44°	-60,6°	-89,86°	-59,99°
2	27,6301	27,6	27,627	27,33
	-89,97°	-60,93°	-89,97°	-60°
3	243,585	246,81	241,1832	245,97
	-112,12°	-81,13°	-88,42°	-81,13°
subestação	2822,81	2831,4625	2836,23	2829,5077
	87,76°	-62,35°	-89,72°	-56,32°

Fonte: Próprio autor.

Tabela 19 - Erro obtido entre os resultados de corrente obtidos com as simulações e com a equação (30) e (31) com a presença de geração e curto-circuito no sistema.

Alimentador	Erro Percentual	
	OPENDSS®	DIgSILENT®
1	0,0019	0,0016
2	0,03	0,97
3	0,5	0,34
subestação	0,47	0,69

Fonte: Próprio autor.

4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

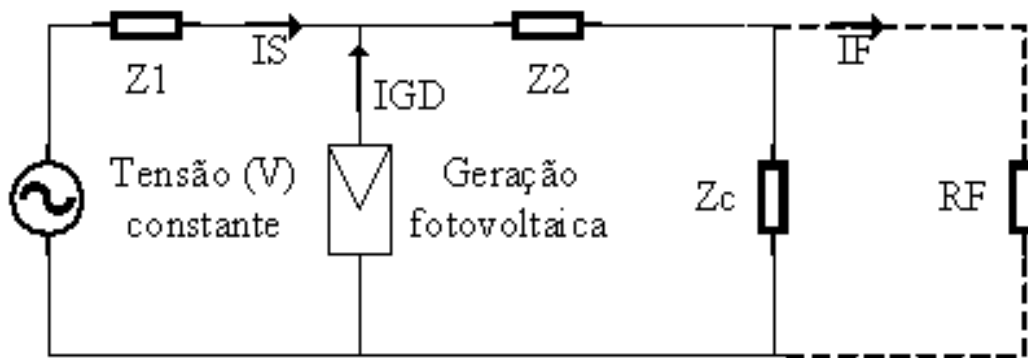
A finalidade das equações é calcular o que ocorre com o sistema quando é inserida GD e elas se mostraram muito eficientes, pois os erros associados a elas são baixos.

Pode-se observar que os resultados obtidos com as equações, bem como os fornecidos pelos softwares, apresentam uma redução da corrente na subestação devido a presença das GDs no sistema tanto em regime quanto na presença de curto-circuito. Corroborando a primeira análise feita em 3.4.

5 APLICAÇÃO DAS EQUAÇÕES EM UM SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

Com a finalidade de compreender as equações descritas no capítulo 3 através de gráficos, foi proposto aplicá-las em um sistema teste com apenas um gerador fotovoltaico (GF), Figura 6.

Figura 6 - Sistema elétrico de potência para aplicação das equações.



Fonte: Próprio autor.

O sistema da Figura 6 apresenta duas barras. Na primeira barra tem-se a GF conectada, e na segunda apenas a carga de impedância Z_c . Entre a subestação e a primeira barra tem-se a impedância Z_1 , bem como a impedância Z_2 entre a primeira e a segunda barra.

Aplicou-se neste sistema a equação (26), que se refere ao sistema com a presença de GD, porém, sem a ocorrência de curto-circuito, com isso obteve-se (38).

$$I_s = \frac{V - V_c - Z_2 \cdot I_{GD}}{Z_1 + Z_2} \quad (38)$$

O valor da tensão na carga (V_c) é calculada, através da equação 38, desprezando-se a corrente injetada pela GF para que o seu valor seja encontrado antes da inserção da GF no sistema. Portanto, considerando $I_{GD} = 0$.

Além disso, pode-se escrever a tensão na carga através da equação 39.

$$V_c = Z_c I_c \quad (39)$$

e , sendo:

$$I_c = I_s \quad (40)$$

Substitui-se a equação (40) na equação (39) e o resultado em (38), com isso obtém-se (41).

$$I_s = \frac{V}{Z_1 + Z_2 + Z_c} \quad (41)$$

A equação (41) resultará na corrente da subestação, $I_s = 5,5144 - j 0,6874$ amperes considerando os seguintes valores:

- $V = 127 + j0$ volts constante;
- $Z_1 = 0,84 + j 0,1$ ohms de impedância de linha entre a subestação e a barra 1.
- $Z_2 = 0,42 + j 0,05$ ohms de impedância da linha entre a barra 1 e a barra 2.
- $Z_c = 21,4179 + j 2,6772$ ohms.

Como neste caso só há a carga no sistema a corrente que passa por ela é I_s . Portanto, multiplicando esta corrente pela impedância da carga resultará na tensão da carga, $V_c = 119,95 + j0,4$ volts.

Uma vez que se deseja obter qual a influência da corrente injetada pela GD no sistema, principalmente na corrente da subestação, deve-se voltar à equação (38) e substituir a tensão na carga V_c por (42), uma vez que esta se altera com a inserção de GD.

$$V_c = Z_c \cdot (I_s + I_{GD}) \quad (42)$$

Substituindo (42) em (38) tem-se:

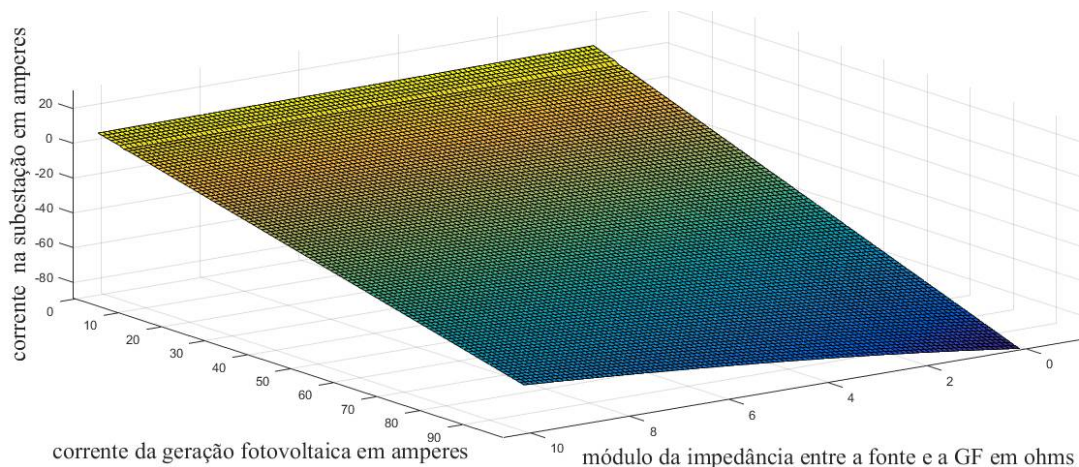
$$I_S = \frac{V - Z_C \cdot (I_S + I_{GD}) - Z_2 \cdot I_{GD}}{Z_1 + Z_2} \quad (43)$$

Manipulando a equação (43) pode-se isolar a corrente da subestação em função da corrente injetada pela GD conforme (44).

$$I_S = \frac{V - (Z_C - Z_2) \cdot I_{GD}}{Z_1 + Z_2 + Z_C} \quad (44)$$

Substituindo os valores referentes às variáveis da equação (44), mesmos valores utilizados para obter a corrente na saída de subestação sem a presença de GD, é possível calcular a corrente na subestação em relação à corrente que a GD injeta no sistema e ao aumento do valor da impedância entre a subestação e a GD, Figura 7.

Figura 7 – Comportamento da corrente na subestação devido à injeção de corrente pela GD.



Fonte: próprio autor.

A Figura 7 reforça a tese de que quanto maior for a injeção de corrente da GD no sistema, que neste caso é representada pela GF, menor será a corrente proveniente da subestação. Além disso, se aumentar a injeção de corrente além de 5 amperes, particularmente para o sistema em análise, o sistema passa a apresentar fluxo reverso na subestação. E, com relação à impedância entre a subestação e a GF, a corrente da

subestação apresenta um comportamento inversamente proporcional (como se observa na equação 44, onde a impedância entre a subestação e a GF aparece no denominador da equação).

Além de influenciar na corrente na subestação, a corrente injetada pela geração distribuída influencia também na tensão do sistema. Como foi mostrado em (Mohammadi, 2014), (Momani, 2017), (Vasudevan, 2015) e (Tang, 2016) a tensão nas barras do sistema aumenta quando há inserção de GD no sistema, e esse aumento na tensão é proporcional ao aumento da corrente injetada pelas GDs e distância que ela se encontra da subestação. Para ilustrar esta análise, considerou-se a equação (38), e manipulando algebricamente esta equação como segue abaixo chega-se a uma equação independente da variável I_s , que é a corrente na subestação.

Considerando o sistema da Figura 6 tem-se:

$$I_s = I_C - I_{GD} \quad (45)$$

Substituindo a equação (45) na equação (38) obtém-se (46).

$$I_C - I_{GD} = \frac{V - V_C - Z_2 \cdot I_{GD}}{Z_1 + Z_2} \quad (46)$$

Substituindo a corrente da carga pela relação da tensão que a carga está submetida e sua impedância, (39), tem-se:

$$\frac{V_C}{Z_C} - I_{GD} = \frac{V - V_C - Z_2 \cdot I_{GD}}{Z_1 + Z_2} \quad (47)$$

Manipulando a equação (47) tem-se:

$$\frac{V_C}{Z_C} (Z_1 + Z_2) - I_{GD} (Z_1 + Z_2) = V - V_C - Z_2 \cdot I_{GD} \quad (48)$$

Com o objetivo de separar a incógnita V_c , ainda se tem que manipular a equação (48), portanto:

$$V - I_{GD} \cdot Z_1 = V_c \left[1 + \frac{Z_1 + Z_2}{Z_c} \right] \quad (49)$$

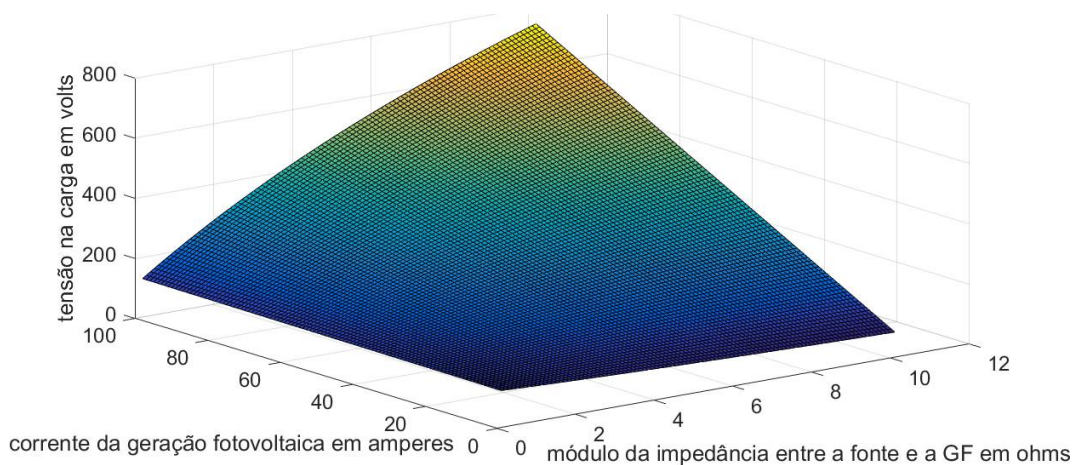
Finalmente tem-se:

$$V_c = \frac{(V + Z_1 \cdot I_{GD}) \cdot Z_c}{Z_1 + Z_2 + Z_c} \quad (50)$$

Fixando Z_c , Z_2 e V , com os valores abaixo expostos, foi possível, através da equação (50), analisar como a tensão na carga se comporta em função da variação da injeção de corrente pela GD, I_{GD} , e da distância entre a subestação, Z_1 , Figura 8.

- $V = 127 + j0$ volts constante;
- $Z_c = 21,4179 - j 2,6772$ ohms, com característica de impedância constante;
- $Z_2 = 0,42 + j 0,05$ ohms de impedância de linha entre a subestação e a barra 1

Figura 8 - Tensão na carga em relação à inserção de GD e a distância entre a GD e a barra referente ao sistema da Figura 6.



Fonte: Próprio autor.

Analisando-se a Figura 8, verifica-se que quando a injeção de corrente da GF for zero e a impedância entre esta e a subestação aumentar, a tensão na carga diminui, portanto tem-se a trinca de pontos (0,101 Ω , 0 A , 124,1 V) e (10,1 Ω , 0 A , 85,54 V). Para este sistema em particular a tensão diminuiu até quando a GF injetar 5 amperes de corrente, (0,101 Ω , 5 A , 124,6 V) e (10,1 Ω , 5 A , 119,6 V). A partir de uma injeção de 6 amperes já se tem um aumento na tensão mesmo com um aumento da distância, (0,101 Ω , 6 A , 124,7 V) e (10,1 Ω , 6 A , 126,4 V). Este comportamento da tensão na carga ocorre devido ao fato de que a corrente injetada pela GF percorre o caminho de menor impedância, $Z_1 > Z_2$. Portanto, a corrente da GF contribui mais com a corrente da carga, resultando no aumento da tensão neste ponto.

Por último analisou-se como a corrente injetada pela GF e a resistência de falta, R_f , irá influenciar na corrente de curto-circuito da subestação. Para isso considera-se a equação (30), que descreve o sistema sob condições de curto-circuito com GD, e aplica-a ao sistema da Figura 6 resultando na equação (51).

$$\vec{I}_S^f = \frac{(\vec{V}^f - \vec{V}_C^f - Z_2 \cdot \vec{I}_{GD})}{Z_1 + Z_2} \quad (51)$$

Onde \vec{V}_C^f é a tensão na carga durante a falta, como neste caso a falta ocorre na carga, a tensão sobre a carga é a mesma sobre a resistência de falta, portanto tem-se que $\vec{V}_C^f = R_f \cdot \vec{I}_f$, substituindo-a na equação (48) tem-se:

$$\vec{I}_S^f = \frac{(\vec{V}^f - R_f \cdot \vec{I}_f - Z_2 \cdot \vec{I}_{GD})}{Z_1 + Z_2} \quad (52)$$

Do sistema da Figura 6 pode-se obter a equação (53)

$$\vec{I}_f = \vec{I}_2^f - \vec{I}_C^f \quad (53)$$

Pode-se escrever que $\vec{I}_f = \frac{\vec{V}_C^f}{Z_C} = \vec{I}_C^f$ e $\vec{I}_2^f = \vec{I}_S^f + \vec{I}_{GD}^f$, então substituindo na equação (53) tem-se:

$$\vec{I}_f = \vec{I}_S^f + \vec{I}_{GD}^f \cdot \frac{\vec{V}_C^f}{Z_C} \quad (54)$$

Como observado anteriormente $\vec{V}_C^f = R_f \cdot \vec{I}_f$, substituindo na equação (54) obtêm-se:

$$\vec{I}_f = \vec{I}_S^f + \vec{I}_{GD}^f \cdot \frac{R_f \cdot \vec{I}_f}{Z_C} \quad (55)$$

Manipulando a equação (55) para isolar a corrente de falta, \vec{I}_f , tem-se:

$$\vec{I}_f \cdot \left(\frac{R_f + Z_C}{Z_C} \right) = \vec{I}_S^f + \vec{I}_{GD}^f \quad (56)$$

Que resultará em (57):

$$\vec{I}_f = \frac{(\vec{I}_S^f + \vec{I}_{GD}^f) \cdot Z_C}{R_f + Z_C} \quad (57)$$

Substituindo a equação (57) na equação (52) obtêm-se:

$$\vec{I}_S^f = \frac{\vec{V}^f - R_f \cdot \left[\frac{(\vec{I}_S^f + \vec{I}_{GD}^f) \cdot Z_C}{R_f + Z_C} \right] - Z_2 \cdot \vec{I}_{GD}^f}{Z_1 + Z_2} \quad (58)$$

Manipulando algebricamente a equação (58) resultar-se-á em (59).

$$\vec{I}_S^f.(Z_1 + Z_2) = \vec{V}^f - R_f \cdot \left[\frac{(\vec{I}_S^f + \vec{I}_{GD}^f).Z_C}{R_f + Z_C} \right] - Z_2 \cdot \vec{I}_{GD} \quad (59)$$

Com a finalidade de isolar \vec{I}_S^f tem-se que trabalhar o lado direito da equação (59), com isso chega-se à equação (60).

$$\vec{I}_S^f.(Z_1 + Z_2 + \frac{R_f.Z_C}{R_f + Z_C}) = \frac{\vec{V}^f.(R_f + Z_C) - \vec{I}_{GD}^f[(R_f + Z_C).Z_2 + R_f.Z_C]}{R_f + Z_C} \quad (60)$$

Isolando \vec{I}_S^f na equação (60) resulta finalmente na equação (61).

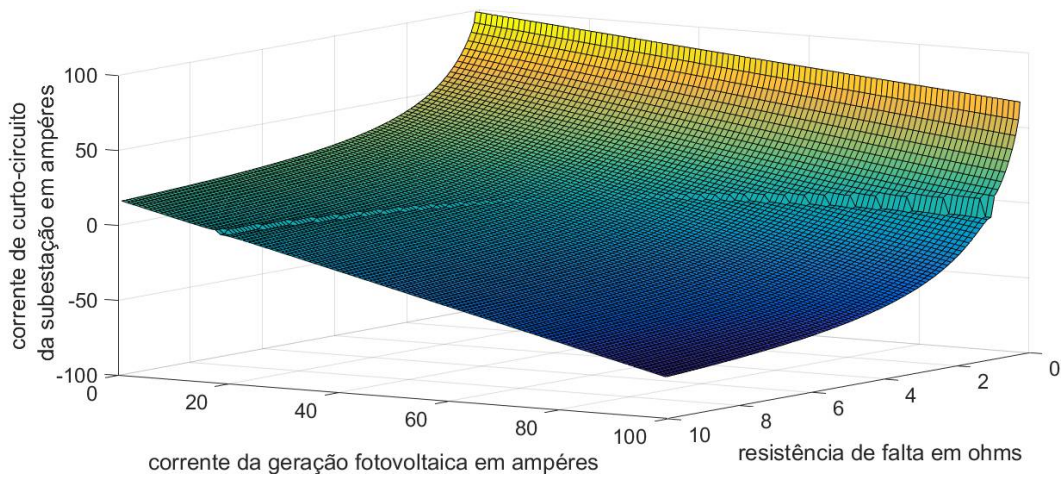
$$\vec{I}_S^f = \frac{\vec{V}^f.(R_f + Z_C) - \vec{I}_{GD}^f[(R_f + Z_C).Z_2 + R_f.Z_C]}{(R_f + Z_C).(Z_1 + Z_2) + R_f.Z_C} \quad (61)$$

Fixando os valores de V^f , Z_1 , Z_2 , Z_C em:

- $V = 127 + j0$ volts constante, pois se trata de um barramento infinito que não sofre alteração em sua tensão durante uma falta.
- $Z_1 = 0,84 + j0,1$ ohms de impedância de linha entre a subestação e a barra 1.
- $Z_2 = 0,42 + j0,05$ ohms de impedância da linha entre a barra 1 e a barra 2.
- $Z_C = 21,4179 + j2,6772$ ohms.

Variando a resistência de falta e a injeção de corrente da GF na equação (61) pode-se chegar aos resultados da corrente na subestação em função da corrente que a GD injeta no momento da falta e da resistência de falta, Figura 9.

Figura 9 - Corrente proveniente da subestação em função da corrente injetada pela GD e da resistência de falta.



Fonte: Próprio autor.

Conclui-se que com o aumento da resistência de falta a corrente proveniente da subestação diminui. Através da equação (55) não se conclui de forma direta que com o aumento da RF a corrente na subestação diminui, mas com o auxílio da Figura 9 isso fica mais evidente. Isso também ocorre quando a contribuição da GD aumenta na corrente de curto-circuito. No entanto percebe-se através da Figura 9 um degrau no gráfico mostrando a transição do fluxo normal, acima do degrau, e o fluxo reverso, abaixo.

6 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Neste capítulo serão abordados e discutidos os resultados de curto-circuito de três sistemas diferentes, para tal fim utilizou-se o software DIgSILENT®.

O primeiro sistema abordado foi um sistema de 17 barras o qual representa uma rede secundária de distribuição com tensão nominal igual a 220 volts. Neste sistema analisou-se como a inserção de GF interfere na atuação do fusível localizado acima do transformador abaixador de tensão na ocorrência de uma falta abordando também a atuação do dispositivo de proteção de subtensão presente nos GFs durante esta falta.

O segundo sistema, sistema de 13 barras do IEEE, permitiu analisar como a GF afeta a corrente de curto-circuito que percorre as linhas de um sistema de média tensão, proporcionando observações em pontos do sistema que possivelmente haveria um dispositivo de proteção. Comparando o nível de corrente que passa por estes pontos para o sistema sem GF e para o sistema com GF.

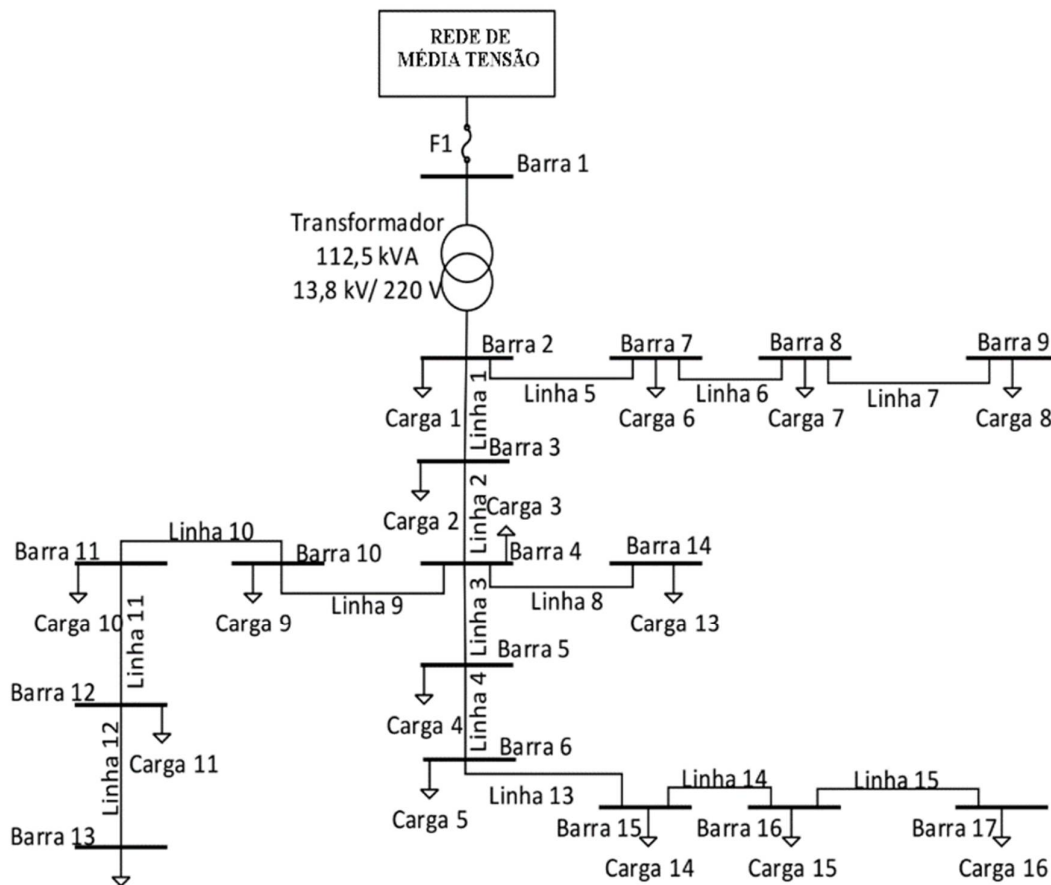
O terceiro e último sistema se trata de um alimentador real da cidade de Cuenca – Equador. Nele pode-se observar o quanto a GF interfere na corrente de curto-circuito que percorre as linhas deste bem como como ela afeta a atuação dos dispositivos de proteção considerados neste sistema.

Essa organização dos sistemas permitirá uma análise evolutiva, partindo da análise de uma rede secundária com um único transformador onde tem-se todas as residências e as gerações até chegar em um sistema de distribuição real, onde engloba vários transformadores e no secundário de cada transformado está conectado um equivalente de carga e geração.

6.1 SISTEMA DE 17 BARRAS.

Nesta seção será abordado um sistema teste de 17 barras, Figura 10, adaptado de (MOREIRA, 2017), cujos parâmetros estão presentes no anexo A.1.

Figura 10 - Diagrama unifilar do sistema teste de 17 barras.



Fonte: Adaptado (MOREIRA, 2017).

Este sistema possui tensão nominal de 220/127 volts, portanto é um sistema de baixa tensão, onde todas as cargas são residenciais. Foi escolhido este sistema pois deseja-se investigar o que ocorrerá com o elo fusível, presente no primário do transformador, caso ocorra uma falta na baixa tensão com GFs conectados ao sistema, junto às residências.

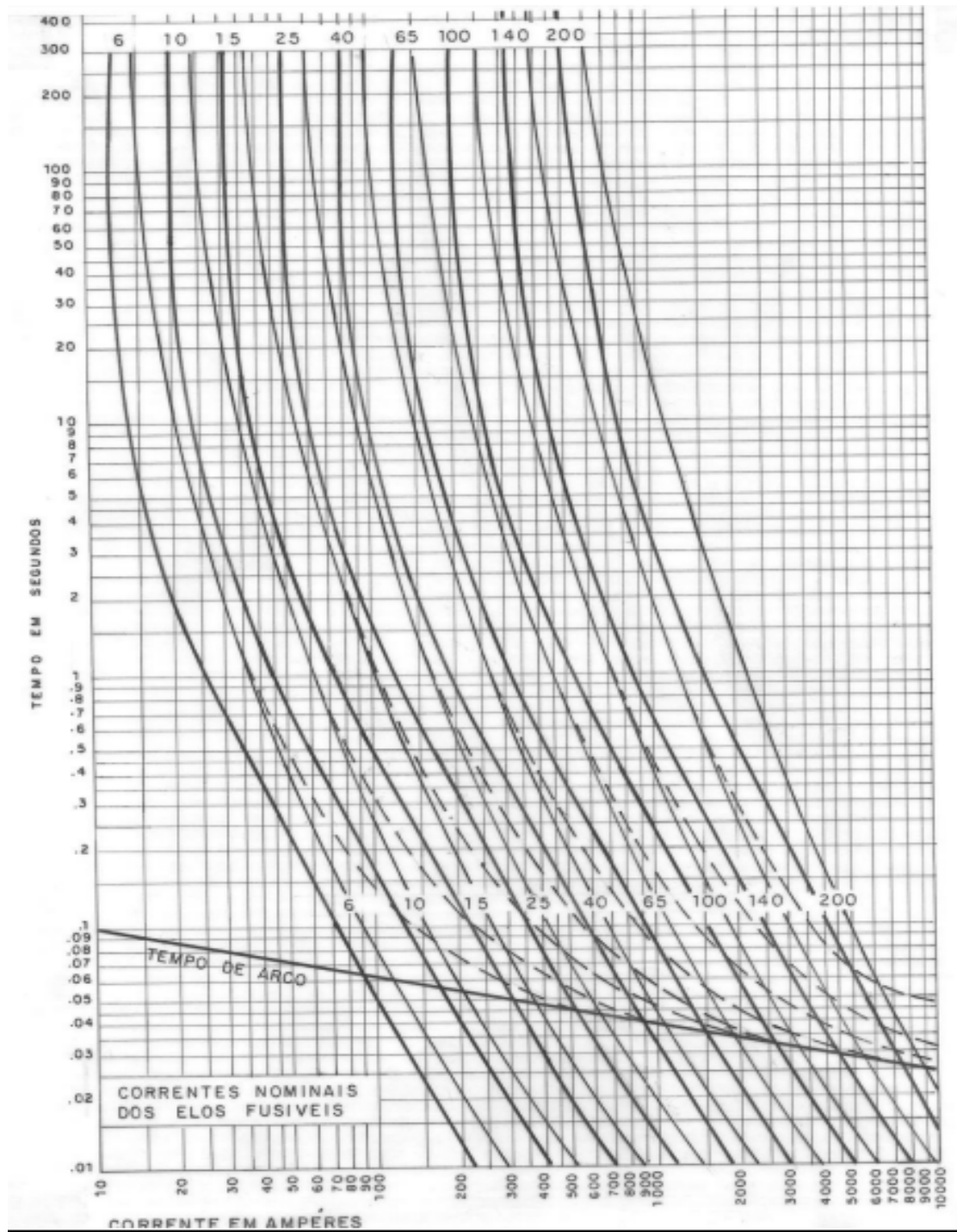
O curto-circuito será provocado para observar como a corrente no elo fusível se comportará devido a possível proteção de subtensão presente nos inversores das GFs, Tabela 3. Pois pode ocorrer casos em que a tensão na barra onde se encontra uma GF continue na faixa de operação normal do inversor mesmo com o sistema submetido a uma falta.

Conforme a norma 482 da ANEEL (ANEEL, 2012) os consumidores só podem gerar, através de geração distribuída, a potência da residência declarada à concessionária, considerou-se que todas as residências possuem GF que produzem no máximo a potência ativa instalada. Considerou-se, também, que todas as cargas são impostas como trifásicas e equilibradas, conectadas nas barras de 2 a 17.

Nas simulações referentes a esta seção considerou-se o período em que as GFs estão gerando 100% da potência instalada, no horário das 11 às 13 horas, que coincide com um consumo de 30% da potência instalada das cargas.

O transformador que alimenta a rede secundária possui potência nominal de 112,5 kVA, relação de transformação de 13,8 kV / 220 V e conexão delta/estrela, sendo a proteção do circuito secundário realizada pelo fusível F1 do tipo 6K do grupo A, conforme a norma da Elektro (ND. 78, 2014), conectado no primário do transformador. A Figura 11 ilustra as curvas tempo de fusão-corrente dos fusíveis tipo K, grupo A, com atenção a curva referente ao elo fusível de 6K, que são as duas primeiras curvas do gráfico.

Figura 11 – Curvas características de tempo de fusão-corrente para os elos fusíveis tipo K, grupo A.



Fonte: (ND, 78, 2014).

Para realizar as simulações foram considerados quatro cenários referentes à inserção de GF, descritos como:

- cenário 1: o sistema não possui GF conectada;
- cenário 2: o sistema possui GFs conectada nas barras 4 e 15 (10,82% da potência instalada);
- cenário 3: o sistema possui GFs conectada nas barras 2, 4, 5, 8, 9, 13, 15, e 17, (54,13% da potência instalada) e
- cenário 4: o sistema possui GFs em todas as barras do sistema, com exceção da barra 1.

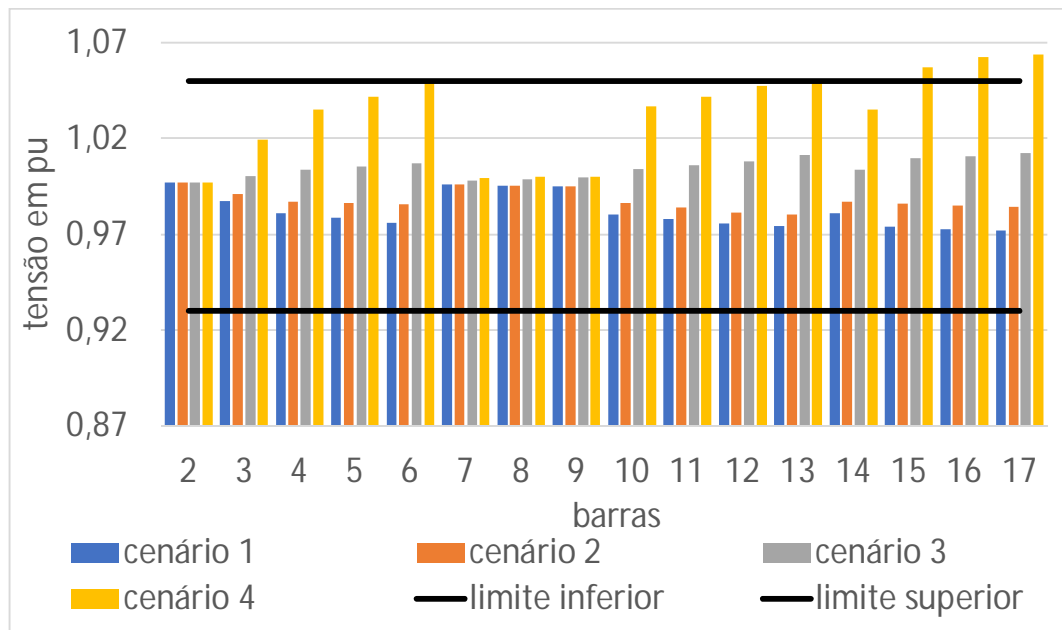
A conexão da GF com o sistema é feita através de inversor com característica PQ constante, e seu funcionamento é descrito em (DIgSILENT, 2018).

6.1.1 ANÁLISE DO PERFIL DA TENSÃO EM REGIME PERMANENTE.

Na Figura 12 são apresentados os resultados das tensões da fase A nas barras do sistema teste de 17 barras para os quatro cenários de inserção de GF descritos anteriormente obtidos através da simulação no DIgSILENT®. Os limites inferiores e superiores referem-se aos limites para tensão adequada apresentados na Tabela 2.

Analisando os níveis de tensão, é possível afirmar que a inserção de GF melhora o perfil da tensão nos cenários 1, 2 e 3. Contudo quando todas as barras do sistema apresentam GFs conectadas, cenário 4, as tensões nas barras 15, 16 e 17 extrapolam o limite superior de tensão adequada imposto pela ANEEL (PRODIST MÓDULO 8, 2018).

Figura 12 - Perfil da tensão nas barras do sistema em função da inserção de GF.



Fonte: Próprio autor.

6.1.2 Análise do perfil da tensão e corrente em condições de curto-circuito.

A análise do perfil de tensão e da corrente para o sistema teste da Figura 10 é realizada considerando curto-circuito na barra 17 visto que o curto-circuito nesta barra causou o maior impacto tanto na tensão quanto na corrente do sistema.

As simulações foram realizadas considerando o período pré-falta e o período de falta, então tem-se que os resultados que aparecem nas figuras desta seção entre o tempo de 0 e 0,1 segundos representa o sistema pré-falta, os resultados que aparecem entre 0,1 e 0,2 segundos são referentes a simulações onde os GFs estão conectados no sistema (a proteção de subtensão não atuou ainda), entre o tempo de 0,2 e 2,1 segundos são apresentados os resultados de falta, entretanto, pode ser que alguns inversores se desconectaram do sistema devido à atuação da proteção de subtensão entre o tempo de 0,1 e 0,2 segundos, por último tem-se resultados para um tempo maior que 2,1 segundos que também representa o sistema sob condições de curto-circuito sem os GFs que se desconectaram devido a atuação da proteção de subtensão. Para cada intervalo de tempo executa-se um fluxo de carga e com isso pode-se gerar os gráficos apresentados nesta seção.

Sendo assim, foram simulados três casos:

- curto-circuito monofásico com $R_F = 0\Omega$;
- curto-circuito monofásico com $R_F = 10\Omega$ e
- curto-circuito trifásico com $R_F = 0\Omega$.

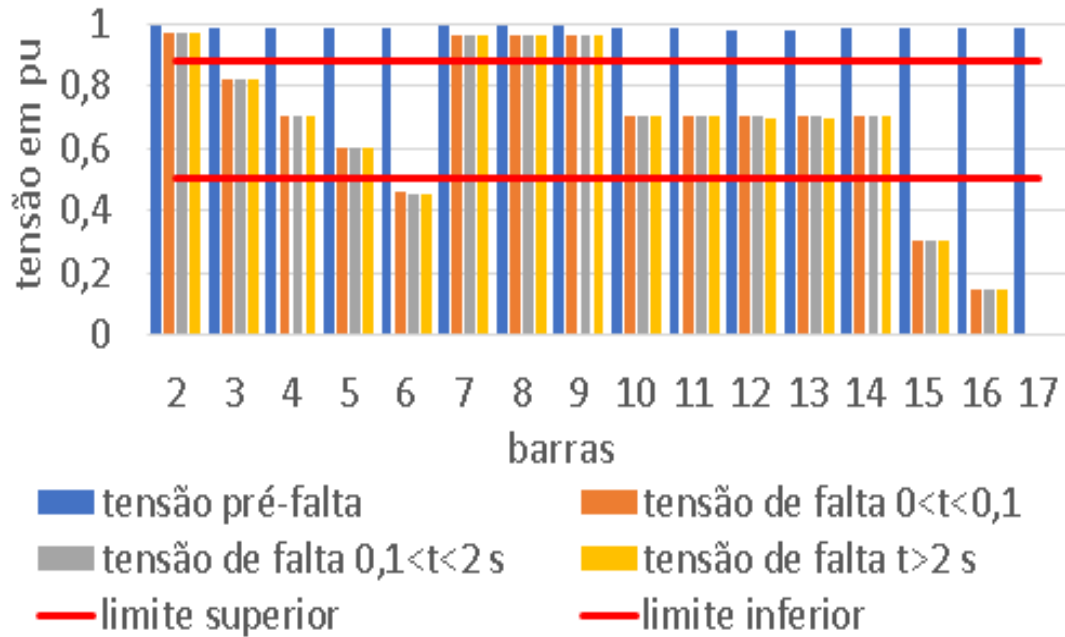
Considerou-se nesta análise os cenários 2, 3 e 4, pois deseja-se observar a influência da GF no sistema. Apesar do cenário 4 partir da condição inicial de tensão pré-falta maior que 1,05 pu, nas barras 15, 16 e 17, Figura 12, a proteção dos inversores não atua, pois a tensão está abaixo de 1,1 pu, ou seja, dentro da faixa de operação normal dos inversores, Tabela 3.

6.1.2.1 Curto-circuito monofásico na fase A com $R_F = 0\Omega$.

A – Cenário 2.

Na Figura 13 é apresentado o perfil da tensão nas barras ao longo do tempo de atuação da proteção de tensão dos inversores das GFs para o cenário 2. A escala de tempo é dividida considerando os tempos de desconexão dos inversores apresentados na Tabela 3. Os limites inferiores e superiores de tensão para a desconexão por subtensão dos inversores são os referentes a faixa entre 0,5 e 0,88 pu (retas vermelhas).

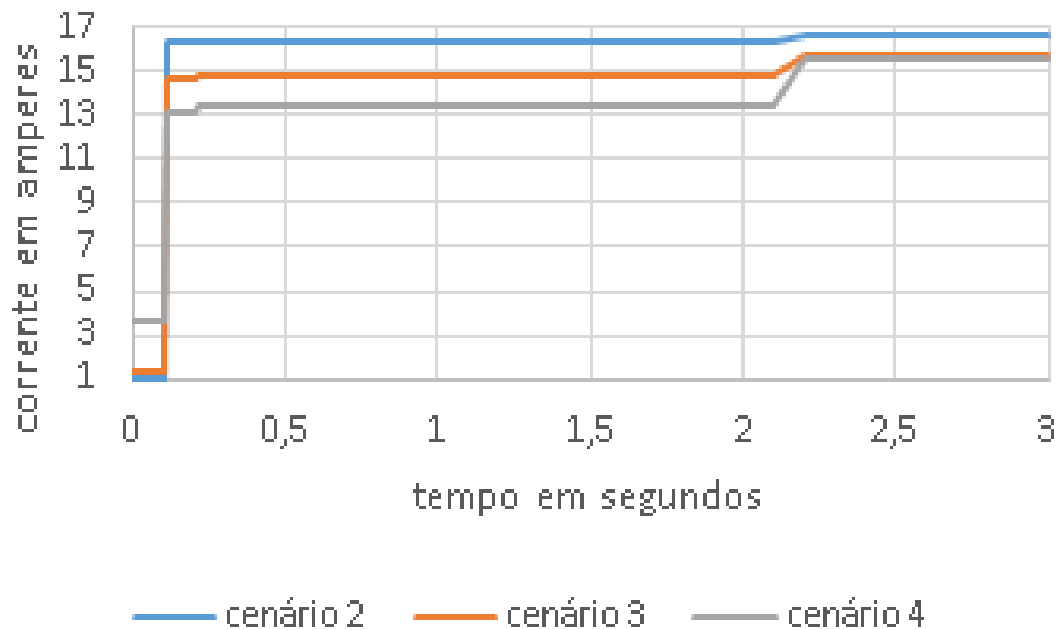
Figura 13 - Perfil de tensão nas barras do sistema para o cenário 2 para os intervalos de tempo de atuação da proteção de tensão dos inversores das GFs.



Fonte: Próprio autor.

Neste cenário, devido ao curto-circuito ocorrer na barra 17 e ao tipo de falta, a corrente que passa por F1 é pequena, cerca de 16 amperes, Figura 14, consequentemente o tempo de atuação deste dispositivo é elevado, cerca de 80 segundos, observado na Figura 11.

Figura 14 - Perfil da corrente no fusível F1 para curto-circuito monofásico com $R_F = 0$ ohms para os cenários 2, 3 e 4 devido a atuação da proteção de tensão dos inversores das GFs.



Fonte: Próprio autor.

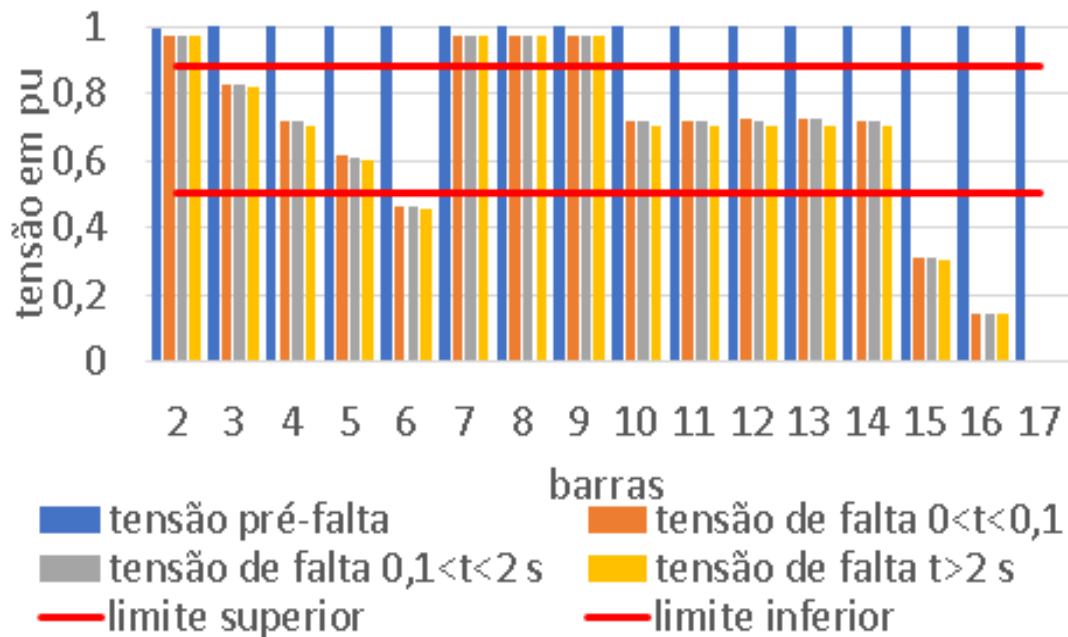
A tensão na barra 15 passou a ser 0,3064 pu, menor que 0,5 pu, portanto, conforme a Tabela 3, a GF conectada na barra 15 é desconectada pelo seu inversor em 6 ciclos (0,1 segundos) após a ocorrência da falta. No entanto, a GF conectada na barra 4 é desconectada pelo seu inversor no tempo de 2 segundos a partir da ocorrência da falta devido a tensão na barra 4 estar entre 0,5pu e 0,88pu durante todo o curto-circuito.

Após a saída dos dois inversores a corrente que passa por F1 aumenta para quase 17 amperes, Figura 14, conseqüentemente a sua queima ocorrerá mais rápido, em 30 segundos. Neste caso, após a saída dos dois GFs, a corrente observada em F1 é a mesma observada no cenário 1, pois nele não há GFs conectados.

B – Cenário 3.

Na Figura 15 são apresentados os resultados da variação da tensão nas barras com a atuação da proteção de tensão dos inversores das GFs presentes no cenário 3.

Figura 15 - Perfil da tensão nas barras do sistema para o cenário 3 para os intervalos de tempo de atuação da proteção de tensão dos inversores das GFs.



Fonte: Próprio autor.

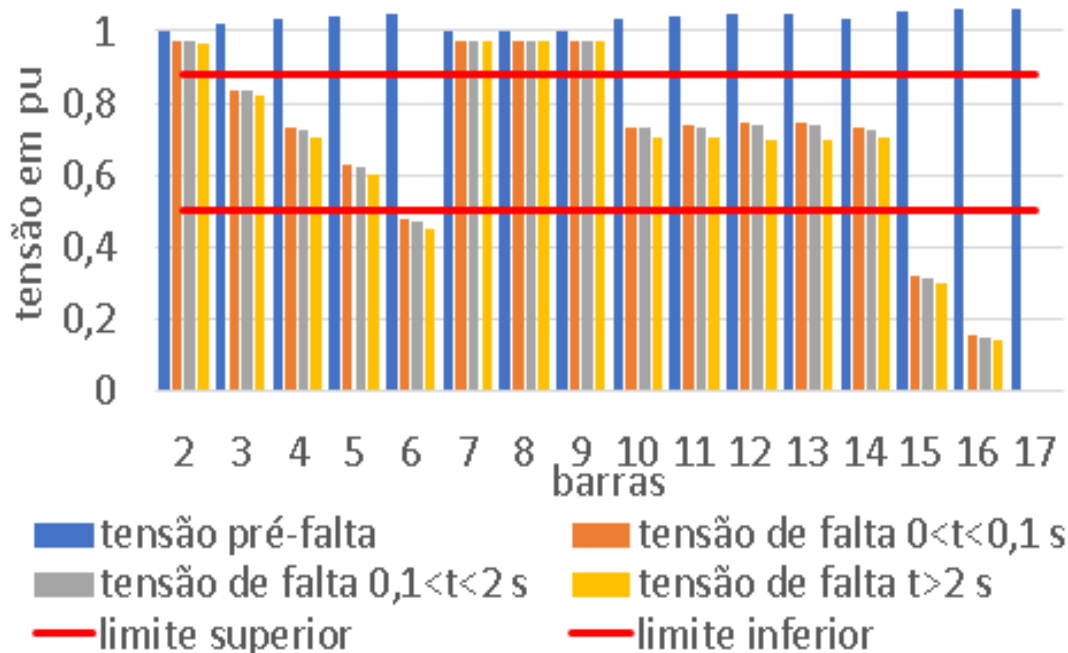
Neste caso, o fusível demora 105 segundos para queimar completamente, pois a corrente de curto-circuito que passa por ele é cerca de 15 A, Figura 14. Isso ocorreria se todas as GFs permanecessem conectadas. Devido ao tempo de atuação de F1 ser grande comparado ao tempo de atuação da proteção dos inversores, as GFs que se encontrarem fora da faixa adequada de operação terão tempo suficiente para se desconectarem.

As GFs conectadas nas barras 15 e 17 demoraram 0,1 segundos para se desconectarem do sistema, enquanto que as GFs conectadas nas barras 4, 5 e 13 demoraram 2 segundos para se desconectarem após a ocorrência do curto-circuito. As demais permaneceram conectadas no sistema, pois a tensão nos inversores estava na faixa de operação normal. Neste caso, espera-se que, para os geradores que permaneceram conectados ao sistema, a proteção do inversor atue quando o fusível F1 queimar (em 90 segundos), evitando uma condição de ilhamento. O tempo de queima de F1 foi reduzido porque a corrente de curto-circuito que passa por ele aumentou para aproximadamente 16 A, Figura 14, devido as GFs que se desconectaram.

C – Cenário 4.

Na Figura 16, está apresentada a tensão nas barras do sistema devido a atuação da proteção de tensão dos inversores das GFs, para o cenário 4.

Figura 16 - Perfil da tensão nas barras do sistema para o cenário 4 para os intervalos de tempo de atuação da proteção de tensão dos inversores das GFs.



Fonte: Próprio autor.

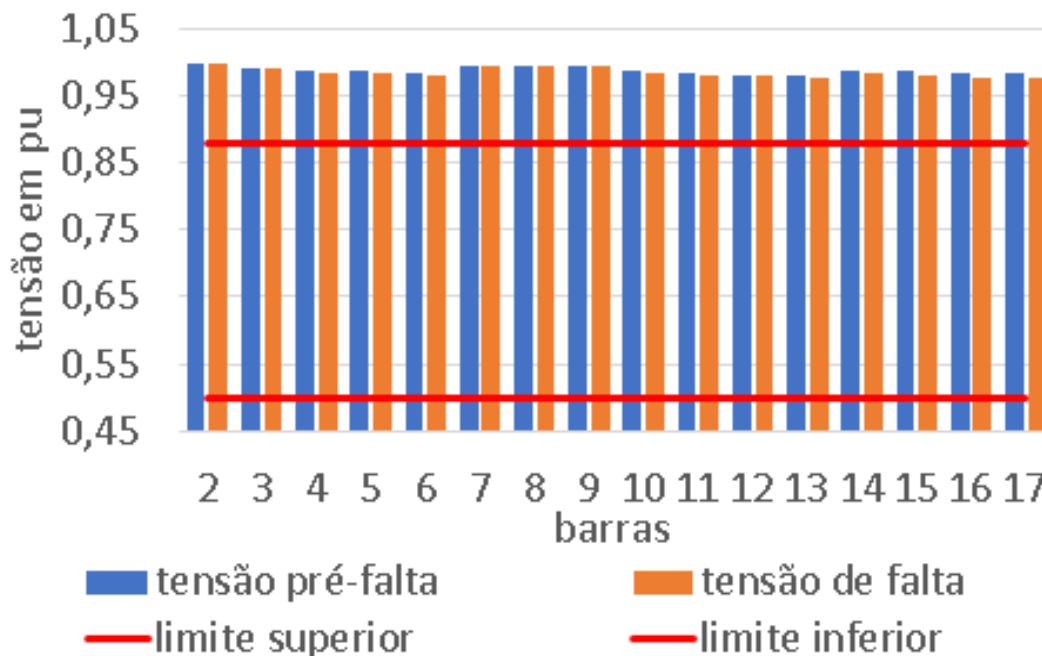
Para este cenário, se as GFs permanecessem conectadas F1 não atuaria, pois, a corrente de curto-circuito que passaria por ele seria aproximadamente 13 A, Figura 14. No entanto, as GFs conectadas nas barras 6, 15, 16 e 17 se desconectaram em 0,1s após o curto-circuito ocorrer. Já as GFs conectadas nas barras 3, 4, 5, 10, 11, 12, 13 e 14, se desconectaram 2s após a falta ter ocorrido. Mas, as outras GFs permanecem conectadas no sistema e devem ser desconectadas pela proteção de seus inversores após a atuação do fusível F1 que ocorrerá 90 segundos após a ocorrência do curto-circuito, pois, com a desconexão das GFs, a corrente de curto-circuito que passa por F1 aumentou para aproximadamente 16 A.

Nota-se que há um aumento na corrente do elo fusível com a saída das GFs devido à atuação da proteção dos inversores o que contribui para a redução do tempo de atuação do fusível.

6.1.2.2 Curto-circuito monofásico com $RF = 10 \Omega$.

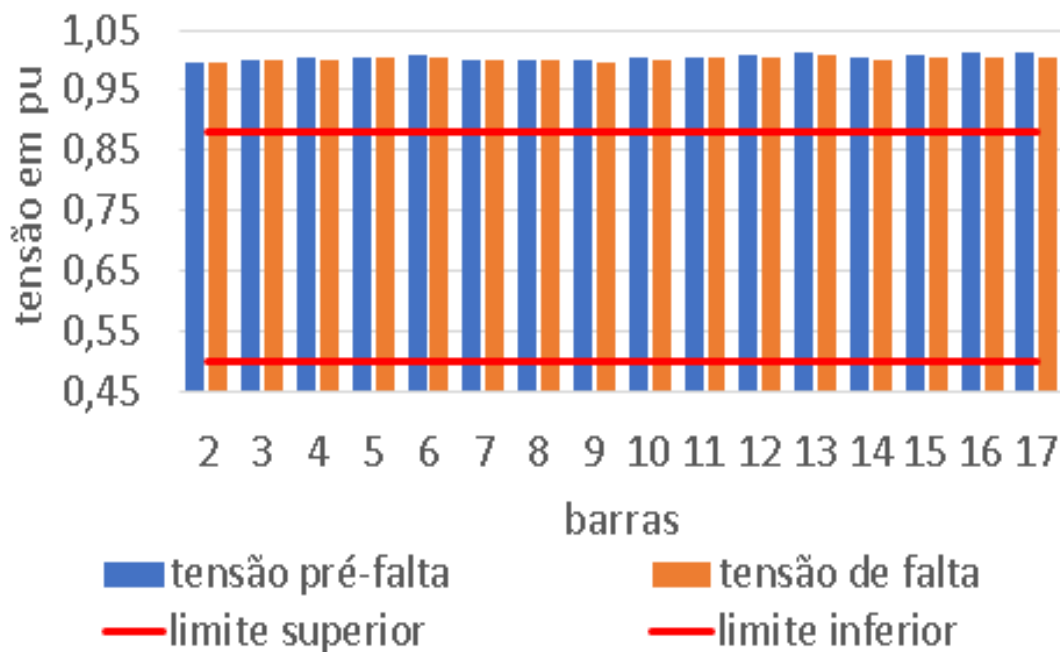
Nas Figura 17, Figura 18 e Figura 19 são apresentados os perfis das tensões nas barras do sistema para os três cenários estudados, antes e durante a falta. Observa-se que a tensão durante a falta não sofre impacto significativo, ficando próxima da tensão pré-falta para os três cenários. Isto se deve à resistência de falta de 10 ohms que acarretou na não atuação da proteção de tensão dos inversores. No entanto, observa-se que a corrente no fusível F1 apresenta comportamento diferente para os 3 cenários em discussão conforme o gráfico da Figura 20.

Figura 17 - Perfil da tensão nas barras do sistema antes e durante a falta para o cenário 2.



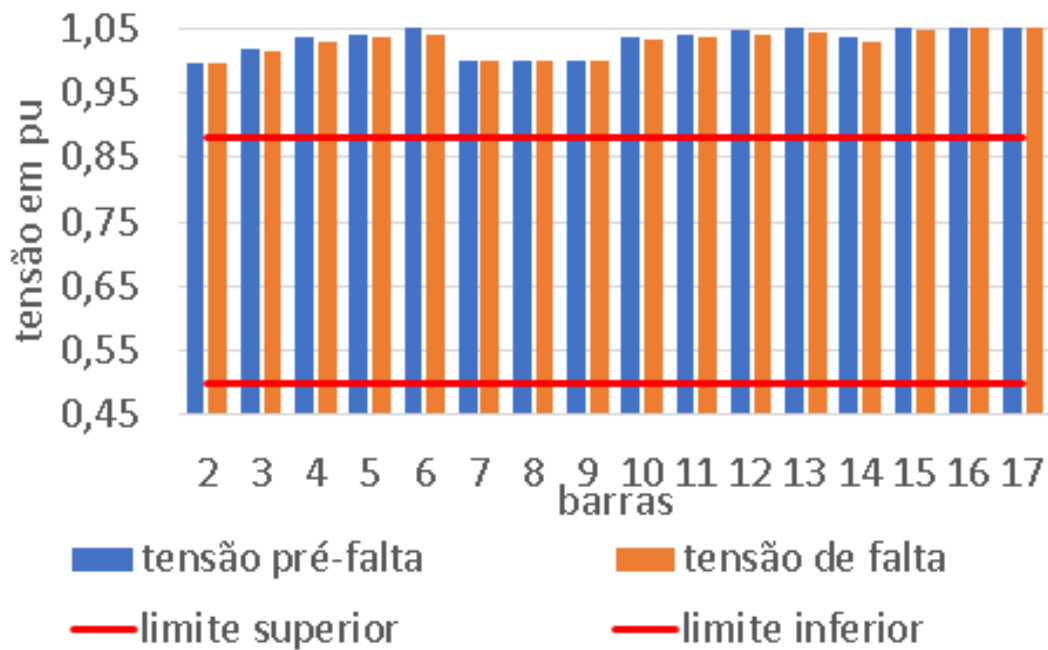
Fonte: Próprio autor.

Figura 18 - Perfil da tensão nas barras do sistema antes e durante a falta para o cenário 3.



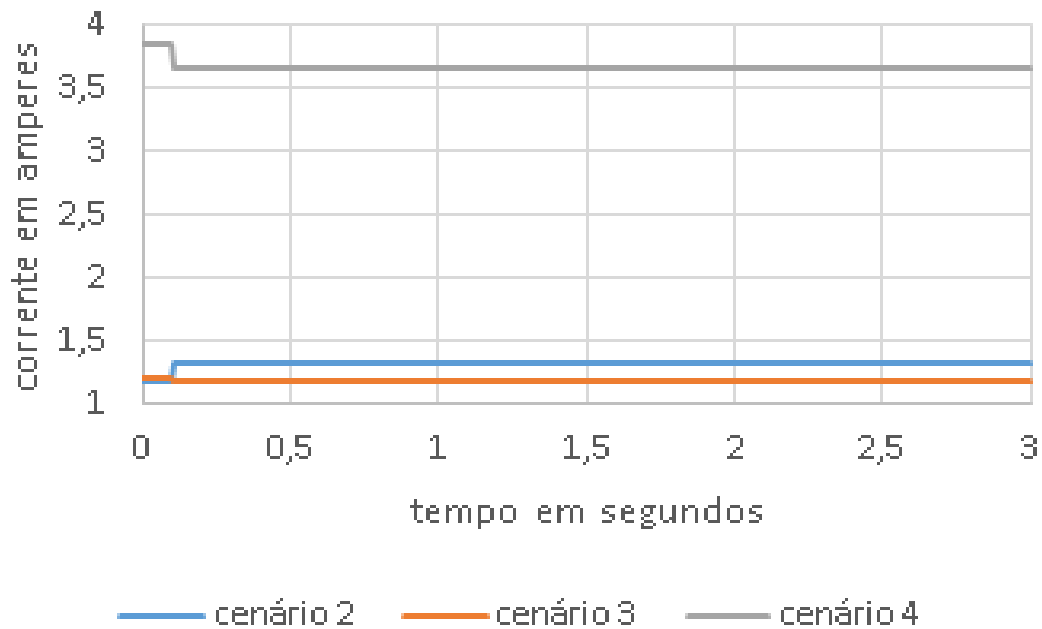
Fonte: Próprio autor.

Figura 19 - Perfil da tensão nas barras do sistema antes e durante a falta para o cenário 4.



Fonte: Próprio autor.

Figura 20 - Perfil da corrente no fusível F1 durante o curto-circuito monofásico com resistência de falta igual a 10 ohms.



Fonte: Próprio autor.

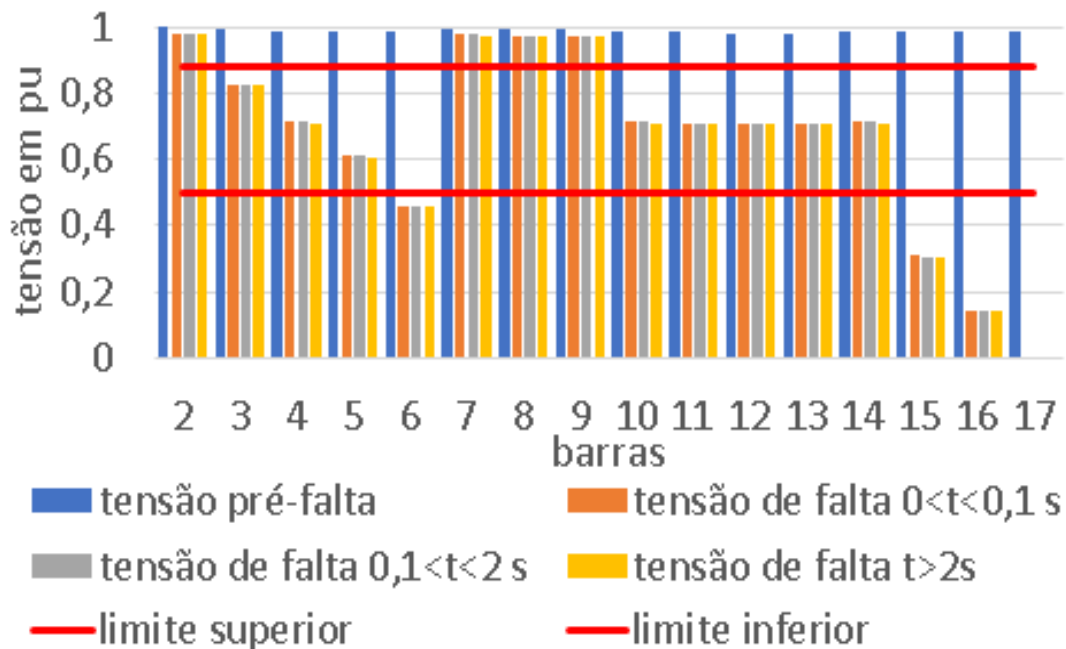
A corrente no fusível F1, no cenário 2, apresenta um aumento devido à presença da falta. Já nos cenários 3 e 4, com a inserção de GFs, o valor da corrente é mantida e diminuí, respectivamente. Isto ocorre devido às GFs alimentarem as cargas durante o curto-circuito e neste caso injetarem corrente no barramento de referência. Deste modo, para esta resistência de falta, o curto-circuito é visto como uma carga pelo sistema, fazendo com que o fusível F1, presente no primário do transformador de distribuição, não atue para este caso de curto-circuito.

6.1.2.3 Curto-circuito trifásico com $R_F = 0 \Omega$

A – Cenário 2.

Na Figura 21 são apresentados os perfis de tensão nas barras do sistema elétrico, antes e durante a falta, para o cenário 2.

Figura 21 - Perfil da tensão nas barras do Sistema para o cenário 2 para os intervalos de tempo da atuação da proteção de tensão do inversor da GF.



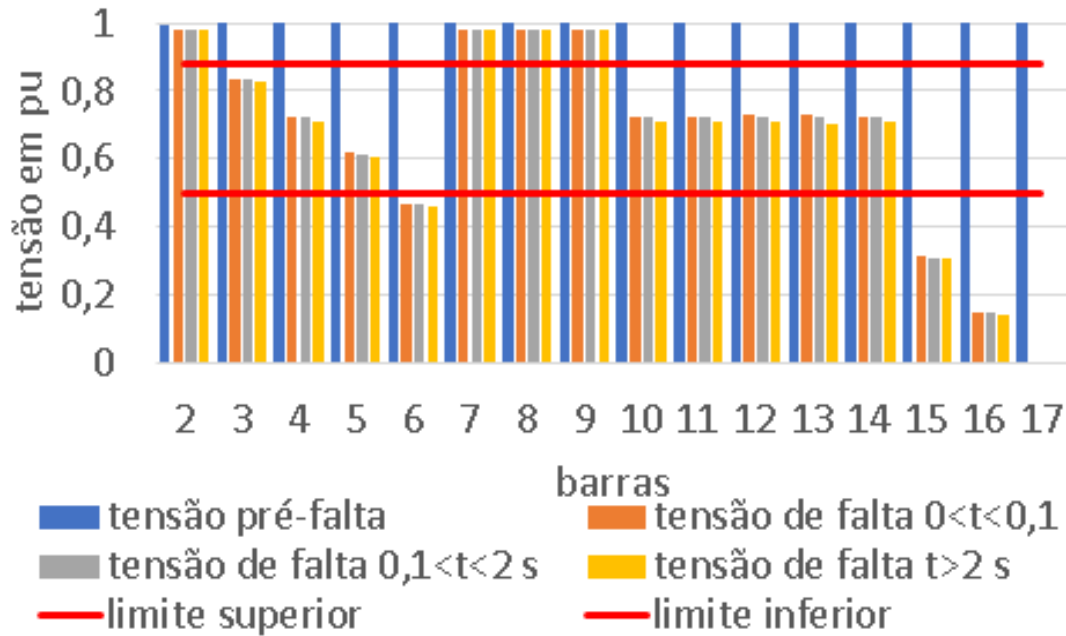
Fonte: Próprio autor.

Devido ao curto-circuito na barra 17, as GFs das barras 15 e 4 são desconectadas pelos seus inversores nos tempos de 6 e 120 ciclos, respectivamente.

B – Cenário 3.

Na Figura 22 são apresentados os perfis de tensão nas barras do sistema elétrico antes e durante a falta, para o cenário 3.

Figura 22 - Perfil da tensão nas barras do sistema para o cenário 3 para os intervalos de tempo de atuação da proteção de tensão dos inversores das GFs.



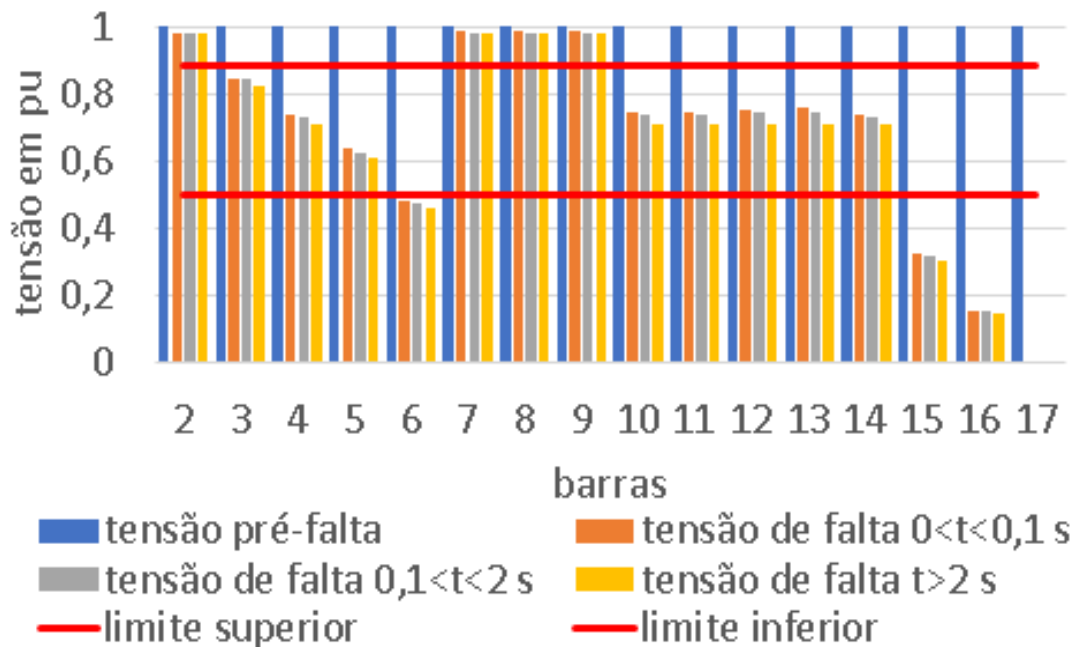
Fonte: Próprio autor.

Neste cenário as GFs das barras 15 e 17 são desconectadas pelos seus inversores em 6 ciclos. As GFs das barras 4, 5 e 13 são desconectadas após 120 ciclos do início da falta, enquanto as outras GFs permanecem conectadas até a queima do fusível F1 em 10 segundos.

C – Cenário 4.

Na Figura 23 são apresentadas as tensões nas barras do sistema elétrico, antes e durante a falta, para o cenário 4.

Figura 23 - Perfil da tensão nas barras do sistema para o cenário 4 para os intervalos de tempo de atuação da proteção de tensão dos inversores das GFs.



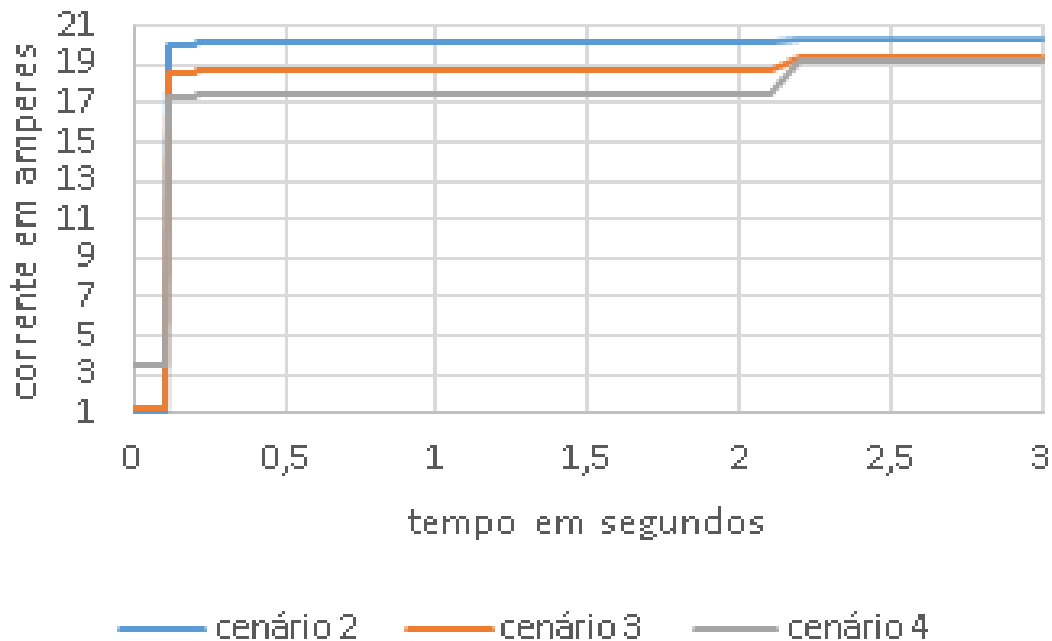
Fonte: Próprio autor.

Neste caso, as GFs das barras 6, 15, 16 e 17 são desconectadas após 6 ciclos do início da falta, enquanto as GFs conectadas nas barras 3, 4, 5, 10, 11, 12, 13 e 14, são desconectadas após 120 ciclos. As demais GFs permanecem conectadas ao sistema até a atuação do fusível F1 em 10 segundos, instante em que é esperada a atuação da proteção dos inversores.

Na Figura 21, Figura 22 e na Figura 23, observa-se que, com a saída das GFs do sistema, a tensão nas barras reduz, mas não a ponto de uma GF mudar de faixa de atuação da proteção.

Quanto a corrente de curto-circuito no fusível F1, Figura 24, observa-se uma elevação nesta com a saída das GFs nos três cenários. Apesar desta elevação, a proteção demorará para atuar, 12, 10 e 10 segundos, para os cenários 2, 3 e 4, respectivamente. Se não for desconsiderada a atuação das proteções das GFs o elo fusível demoraria mais para queimar, aproximadamente, 15, 20 e 30 segundos respectivamente para os cenários 2, 3 e 4. Portanto, faz-se necessário considerar a proteção das GFs nos estudos de curto-circuito para a análise da proteção do sistema elétrico.

Figura 24 - Perfil da corrente no fusível F1 para o curto-circuito trifásico com resistência de falta igual a 0Ω .



Fonte: Próprio autor.

6.1.2.4 Discussão dos resultados da seção 6.1.

A partir da modelagem matemática, capítulos 3 e 5, e dos resultados provenientes das simulações, a primeira parte dos resultados apresentam características similares, ou seja, em um sistema onde são inseridas GFs, o perfil da tensão nas barras irá se elevar e isso dependerá do nível de inserção de GFs e da distância entre a fonte e a GF. Com o aumento do nível da tensão principalmente nos pontos mais distantes da subestação, os limites impostos pela ANEEL podem ser ultrapassados provocando danos aos consumidores devidos aos níveis de tensão inadequados. As análises realizadas também permitem concluir que a GF tende a aumentar o tempo de atuação da proteção do sistema frente a um curto-circuito. Neste caso, a GF passa a contribuir com a corrente de falta e, conseqüentemente, há a diminuição da corrente que passa pela proteção do sistema. Também, deve-se ressaltar que a contribuição total dos GFs para a corrente de curto-circuito pode variar devido à atuação dinâmica da proteção dos inversores durante a falta. Uma das soluções encontrada na literatura para solucionar este problema é substituir o

fusível por um relé digital, o qual deve possuir um algoritmo capaz de ajustar as curvas de atuação de sobrecorrente de acordo com as características instantâneas do sistema.

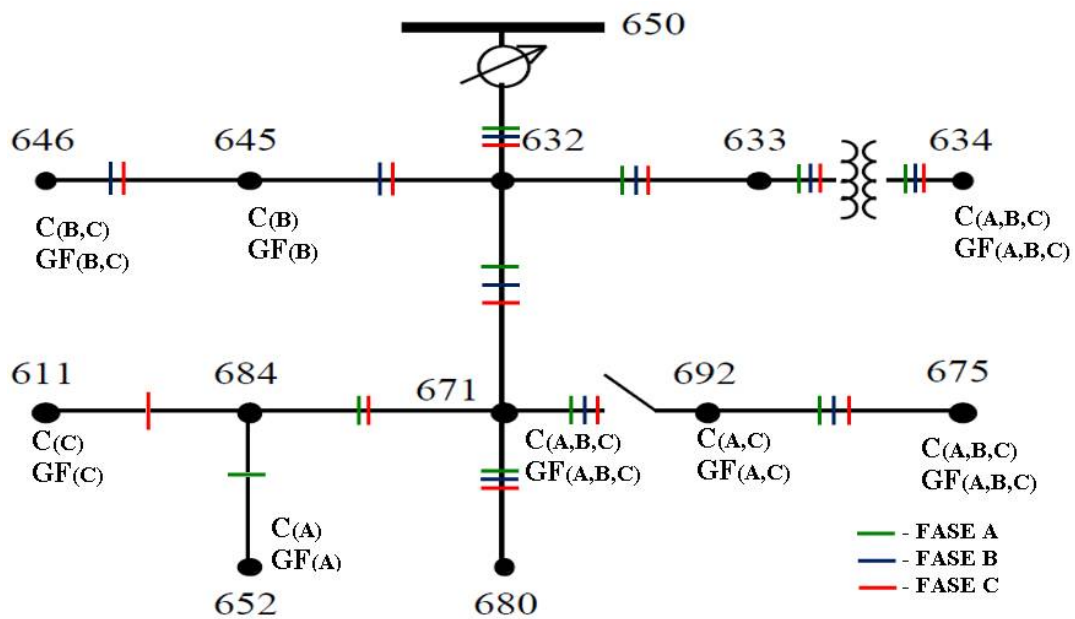
É importante ressaltar que, no sistema analisado, a proteção não atuou para qualquer cenário (1, 2, 3 e 4) durante a ocorrência de curtos-circuitos monofásicos com resistência de falta de 10 ohms, o que para este sistema em estudo representa uma resistência de falta elevada. A ineficiência deste fusível também é verificada para este tipo de falta no cenário sem GF. Portanto, apesar do fusível ser projetado pela norma da concessionária com base nos dados do transformador, deve-se realizar estudos mais criteriosos, sendo considerados outros parâmetros do sistema elétrico de baixa tensão, como apresentado nesta dissertação, para que o dispositivo de proteção possa atuar adequadamente.

6.2 SISTEMA DE 13 BARRAS DO IEEE.

Neste capítulo serão abordados os resultados obtidos para o sistema de 13 barras do IEEE, Figura 25. Trata-se de um sistema complexo, onde se encontram cargas desequilibradas, linhas de diferentes impedâncias, bancos de capacitores e um regulador de tensão (IEEE 13 node, 2006).

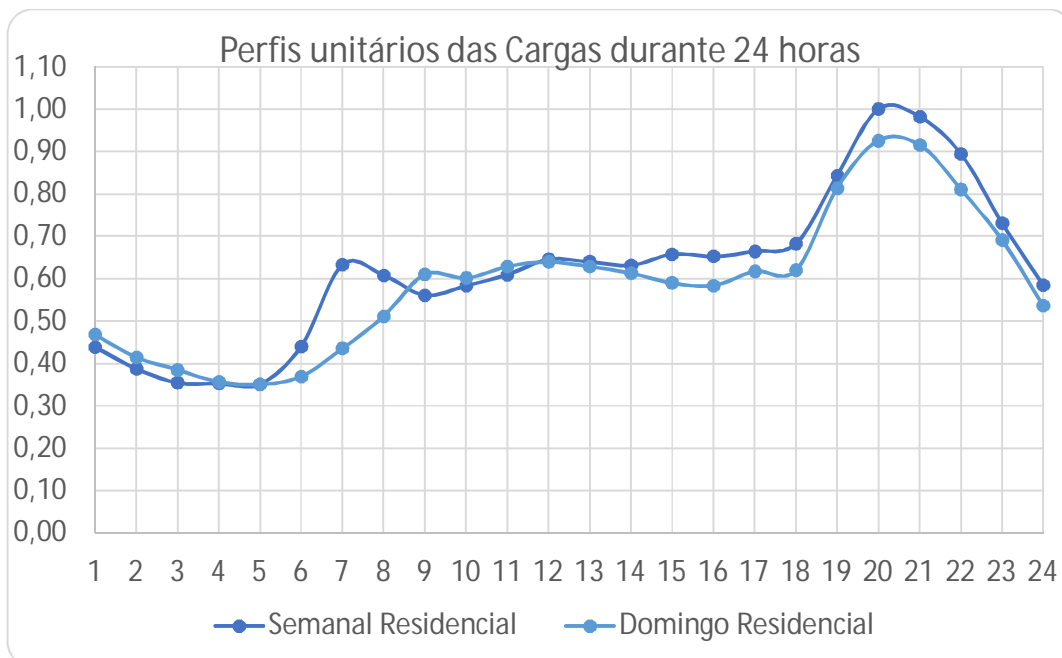
Este sistema possui dois bancos de capacitores localizados nas barras 611 e 675, além disso possui um regulador de tensão na saída da subestação que controla independentemente a tensão das fases utilizando como referência a barra 680 e uma chave entre as barras 671 e 692. Possui, também, cargas nas suas barras, exceto nas barras 680, 684, 632 e 633. Para a conexão das cargas foram utilizados transformadores abaixadores de tensão 4,16/0,220 kV, ou seja, as cargas conectadas nestes transformadores representam um conjunto de cargas residenciais ou comerciais. Um exemplo de carga residencial é a carga conectada na barra 611. Além de caracterizar a carga quanto ao perfil de carregamento residencial/comercial, são consideradas curvas de carregamento de um dia típico da semana e de um domingo durante as 24 horas, Figura 26.

Figura 25 - Diagrama unifilar do sistema de 13 barras do IEEE.



Fonte: Adaptado de (IEEE 13 Node, 2006)

Figura 26 – Perfis unitários das curvas de cargas residenciais durante 24 horas de um dia típico da semana e de um domingo.

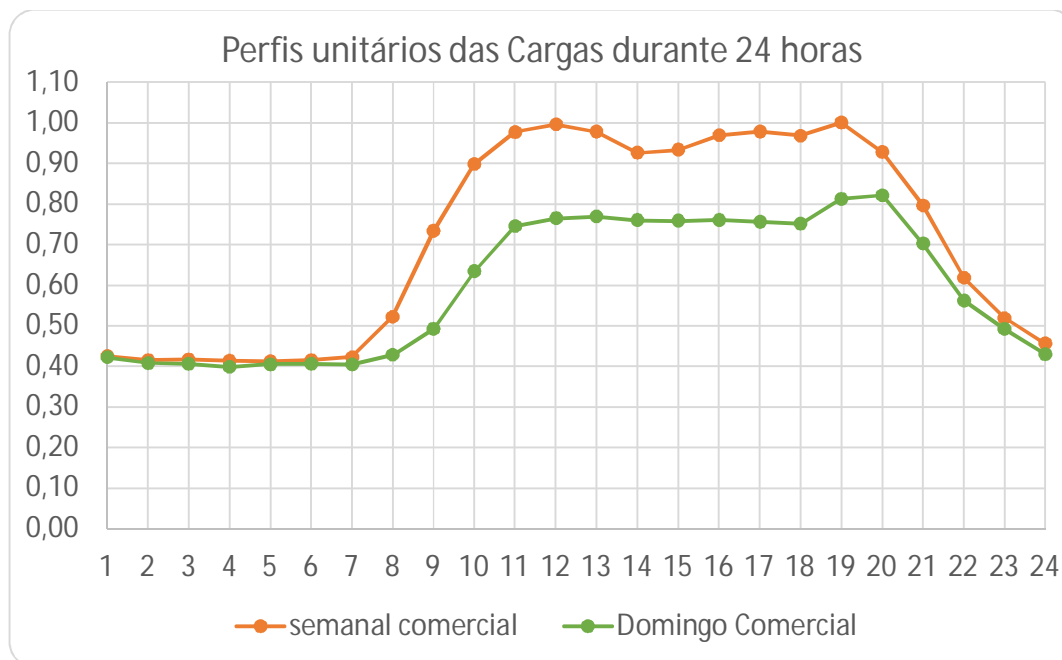


Fonte: Próprio autor.

Por exemplo, a carga conectada na barra 671, que possui 1155 kW e 660 kVar conectada de forma equilibrada entre as três fases do sistema e adota uma característica

de curva de carga comercial. Esta curva comercial, assim como a residencial, apresenta perfis distintos para os dias da semana e domingo. Na Figura 27 são apresentadas estas duas curvas, um dia da semana e o domingo, durante um período de 24 horas.

Figura 27 – Perfis unitários das curvas de cargas comerciais durante 24 horas de um dia típico da semana e de um domingo.



Fonte: Próprio autor.

A descrição das características das cargas está contida no anexo A.2, já a curva de carga associada a cada carga está contida na Tabela 20. As cargas com o nome DistLod1, DistLod2, DistLod3, DistLod4 e DistLod5 são distribuídas igualmente e equidistantes uma das outras entre as barras 632 e 671, maiores informações sobre esta carga são apresentadas no anexo A.2. Já as outras cargas, o número que aparece na frente de carga significa a barra em que ela está conectada.

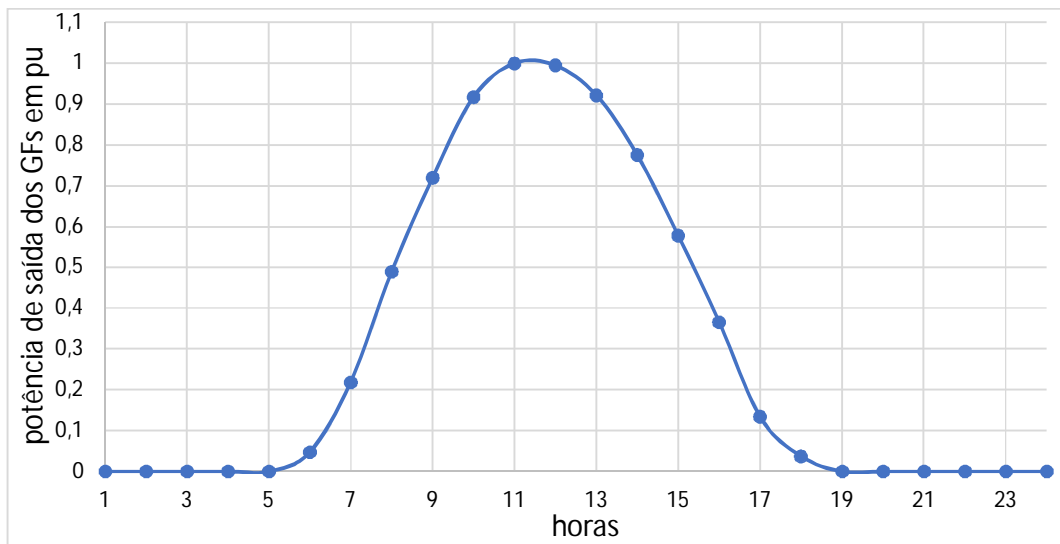
Tabela 20 – Características das cargas quanto as suas curvas de carga.

Carga	Classe
DistLod1	Residencial
DistLod2	Residencial
DistLod3	Residencial
DistLod4	Residencial
DistLod5	Residencial
carga 671	Comercial
carga 611	Residencial
carga 634	Residencial
carga 645	Comercial
carga 646	Residencial
carga 652	Residencial
carga 675	Comercial
carga 692	Residencial

Fonte: Próprio autor.

Alocou-se geração fotovoltaica somente nas barras em que há cargas. Cada GF instalada possui uma potência nominal igual à potência ativa nominal da carga conectada na respectiva barra, conforme a norma 482 da ANEEL (ANEEL, 2012) e apresenta um perfil de injeção de potência no sistema segundo a Figura 28. Sua conexão com o sistema está de acordo com o número de fases da carga, ou seja, se a carga é trifásica a GF também é, se a carga for monofásica a GF também é, e assim por diante. Os dados referentes às GFs estão presentes no anexo A.2.

Figura 28 – Perfil da potência de saída dos GFs em pu.



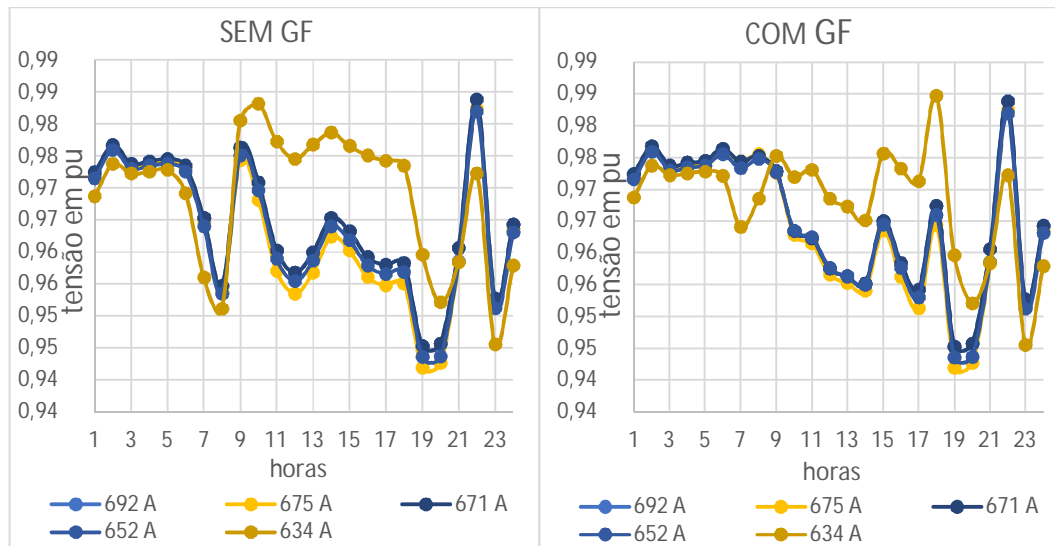
Fonte: Próprio autor.

6.2.1 Análise do sistema em regime.

Nesta seção é abordado como a presença dos geradores fotovoltaicos influencia no nível de tensão do sistema, mesmo na presença do regulador de tensão. Para isso sistema considerou um dia típico da semana e o domingo, com as respectivas curvas de carga.

Na Figura 29 é representado o perfil da tensão nas barras, que contém carga, ao longo de um dia da semana. Observa-se que na presença de GF a tensão nas barras diminuiu um pouco quando comparado ao sistema sem GF, isso ocorre devido à atuação do regulador de tensão que compensa, de forma independente para as três fases, o aumento da tensão devido a inserção dos GFs.

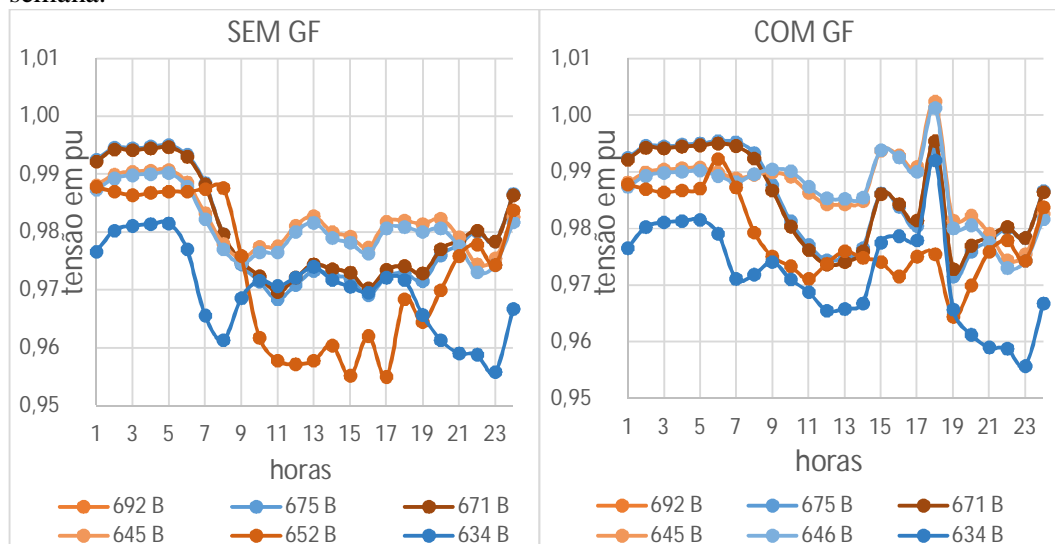
Figura 29 - Tensão na fase A das barras em regime para a curva de carga de um dia da semana.



Fonte: Próprio autor.

Na Figura 30, observando o período com maior geração, às 11 horas, nota-se que a tensão na fase B aumenta com a inserção de GF. Mas nas próximas seis horas observa-se que a tensão no sistema com GF apresenta uma queda na tensão devido à diminuição da geração de energia das GFs e o consumo que é mantido praticamente constante neste período, observar as curvas de carga. Por volta das 18 horas, há uma elevação no perfil da tensão devido à atuação do regulador de tensão, pois, simultaneamente as GFs estão deixando o sistema e o carregamento do sistema está aumentando, então a tensão tende a diminuir e o regulador atua para compensar esta queda.

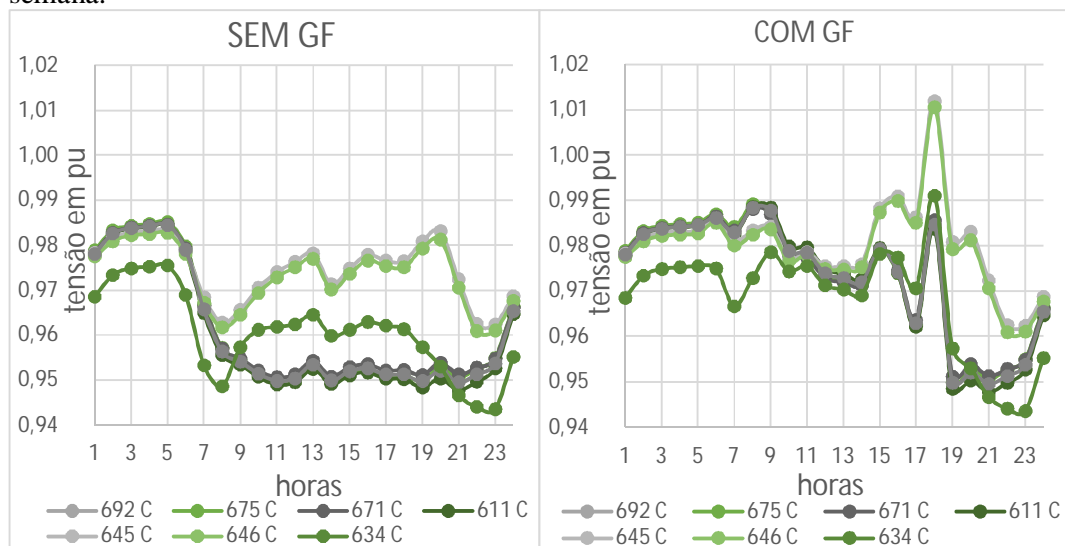
Figura 30 - Tensão na fase B das barras em regime para a curva de carga de um dia da semana.



Fonte: Próprio autor.

A Figura 31 ilustra o comportamento da tensão na fase C nas barras, que possuem carga, ao longo de um dia da semana. Observa-se que a tensão nesta fase aumenta na presença de GF se comparada ao sistema sem GF. No período das 18 horas em diante a GF começa a deixar de fornecer corrente para o sistema e a demanda de potência começa a crescer, com esses dois eventos ocorrendo simultaneamente a tensão tenderia a diminuir, mas, devido à atuação do regulador de tensão, a tensão aumenta.

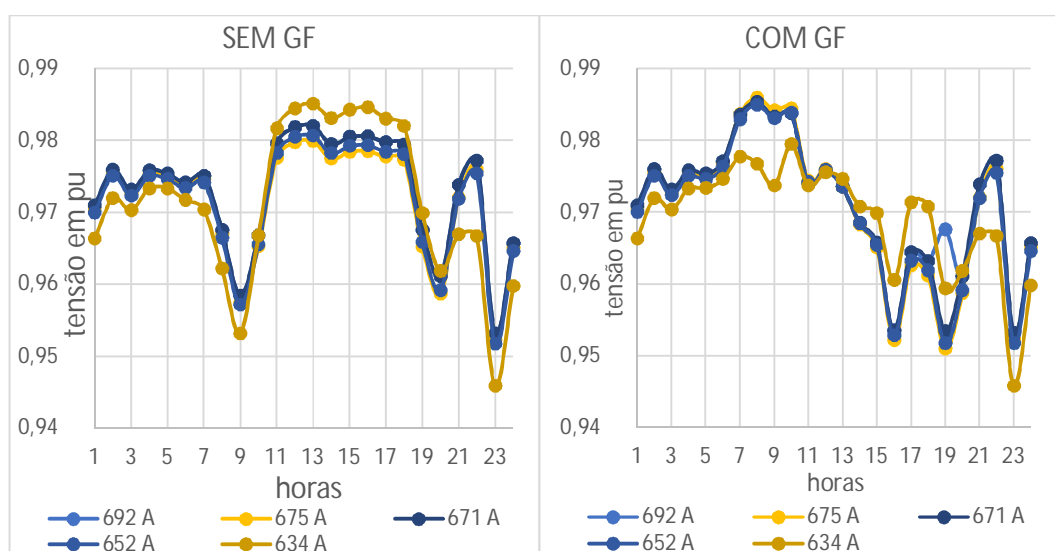
Figura 31 - Tensão na fase C das barras em regime para a curva de carga de um dia da semana.



Fonte: Próprio autor.

Na Figura 32 é apresentado o perfil da tensão na fase A durante o domingo. Como a carga apresenta um perfil praticamente constante de consumo ao longo do dia, 11 às 18 horas, observa-se que sem a presença de GF o perfil da tensão nesta fase se altera pouco neste período. Observa-se, também, que a tensão apresenta os maiores níveis nesse período do dia. Com a presença de GF a tensão diminui após as 11 horas, pois, devido à baixa carga presente nos períodos posteriores e a geração máxima também neste período a tensão do sistema tenderia a aumentar, então o regulador de tensão atua fazendo com que a tensão nesta fase diminua.

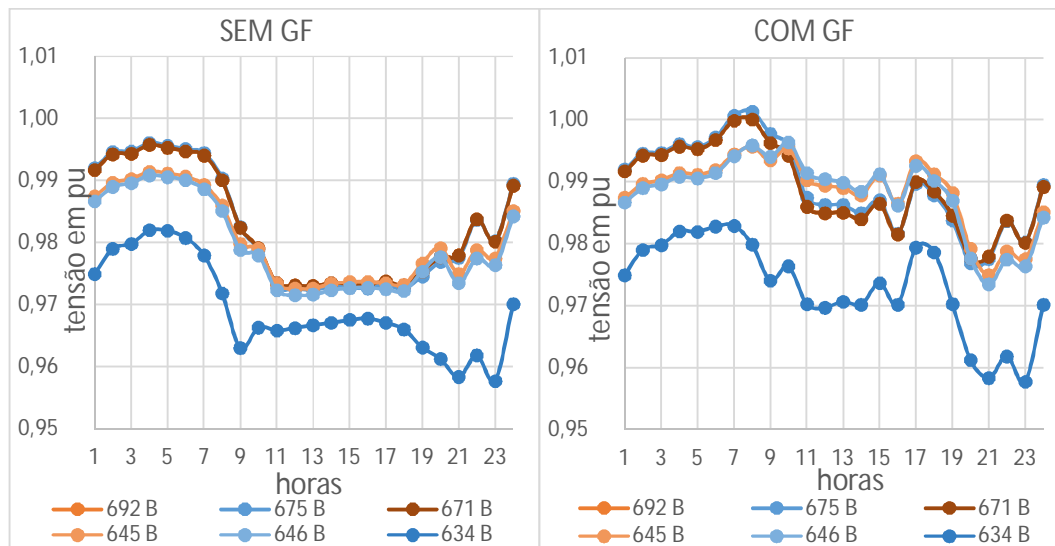
Figura 32 - Tensão na fase A das barras em regime para a curva de carga do domingo.



Fonte: Próprio autor.

A Figura 33 ilustra a tensão na fase B correspondente à curva de carga do domingo. A presença de GF no sistema, neste caso, proporcionou um aumento da tensão na fase B das barras comparada a tensão nesta fase sem a presença de GF. Esse valor superior se observa mesmo com a queda da produção da GF, no período da tarde (depois das 15 horas), neste caso é possível observar a atuação do regulador de tensão, pois a tensão apresenta um comportamento de dente de serra após as 15 horas devido ao aumento da carga e a queda da geração fotovoltaica que provoca a queda da tensão e o regulador de tensão atua aumentando a tensão.

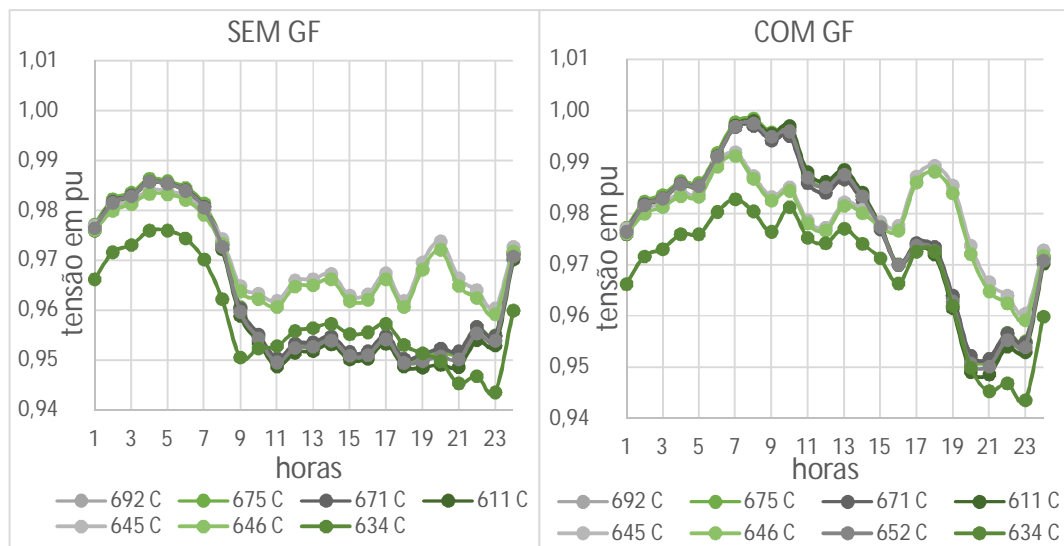
Figura 33 - Tensão na fase B das barras em regime para a curva de carga do domingo.



Fonte: Próprio autor.

A Figura 34 ilustra o perfil da tensão para a fase C em um dia típico de domingo. Observa-se que, quando o sistema apresenta GF, a tensão é superior ao sistema sem GF para esta fase em questão. Esta fase apresenta o maior carregamento de cargas, pois é a fase que apresenta menor nível de tensão. Por isso quando é inserido a GF a tensão se eleva “ajudando” o regulador a manter a tensão em níveis adequados.

Figura 34 - Tensão na fase C das barras em regime para a curva de carga do domingo.



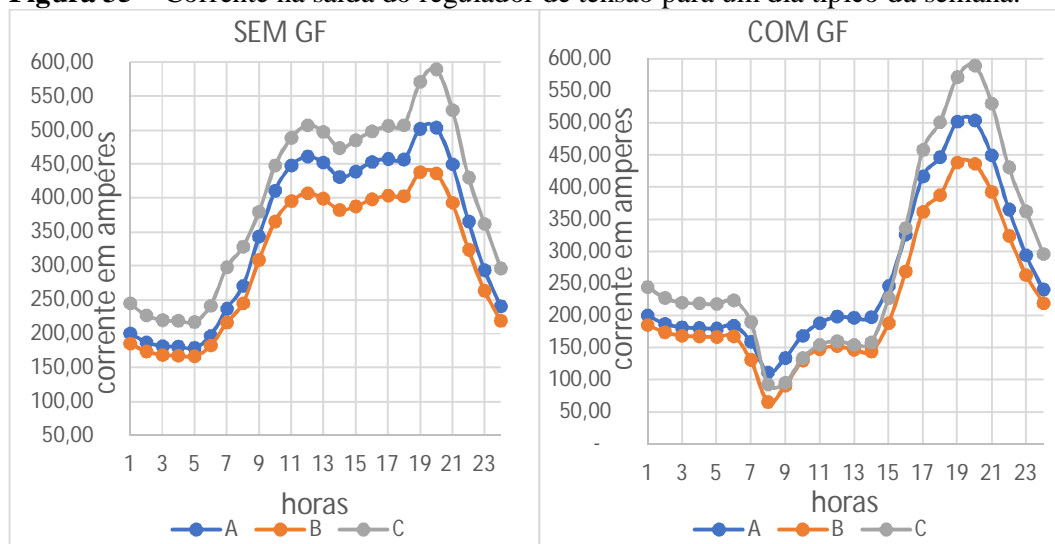
Fonte: Próprio autor.

Paralelamente à análise da tensão em regime do sistema, tem-se o comportamento da corrente do sistema na saída do regulador de tensão durante as 24 horas de um dia da semana e do domingo, sem e com a presença dos GFs. A Figura 35 e a Figura 36 ilustram o perfil da corrente nas fases A, B e C ao longo de um dia típico da semana e do domingo, respectivamente.

Comparando os níveis de corrente, observa-se que durante o domingo a corrente na saída do regulador é menor do que aos dias da semana, pois as curvas de cargas residenciais e comerciais aos domingos apresentam consumo de potência menor comparado ao dia da semana, Figura 26 e Figura 27.

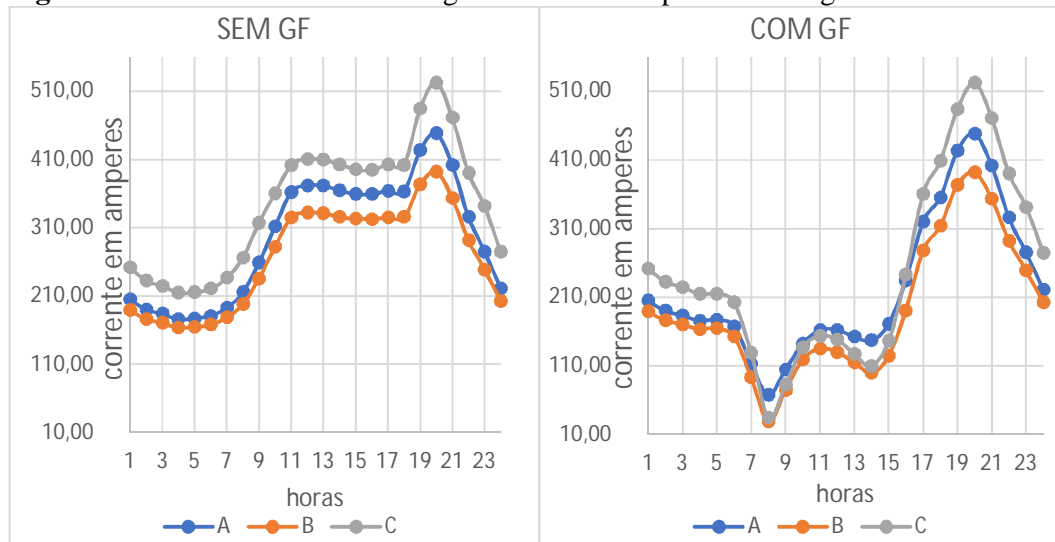
Nota-se, em ambas as figuras, Figura 35 e Figura 36, com GF, que a corrente apresenta um vale às 8 horas, voltando a crescer após esta hora. Isso ocorre devido ao fluxo de potência reverso que aparece no sistema em decorrência da massiva inserção de GF, ou seja, a corrente injetada pelos geradores é superior à que as cargas demandam neste período, portanto a corrente excedente flui no sentido das cargas para a subestação, contrário ao convencional (subestação-cargas). O fluxo reverso é observado, aproximadamente, entre o período das 9 às 12 horas, que é o período onde se tem a maior geração de energia pelo GFs.

Figura 35 – Corrente na saída do regulador de tensão para um dia típico da semana.



Fonte: Próprio autor.

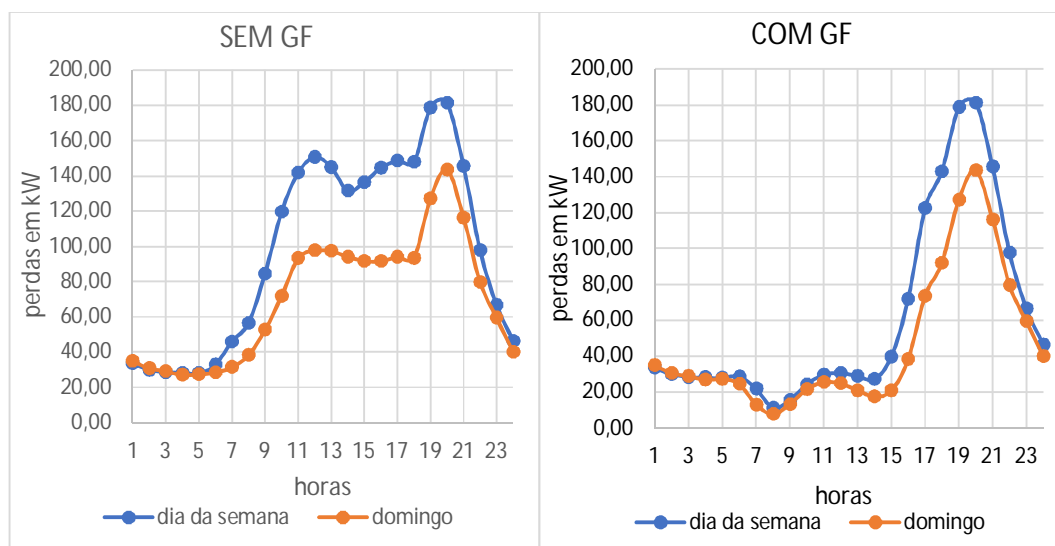
Figura 36 – Corrente na saída do regulador de tensão para o domingo.



Fonte: Próprio autor.

Além disso, observa-se que as perdas do sistema são menores aos domingos sem e com GFs conectadas se comparadas aos valores obtidos para o dia da semana sem e com GFs respectivamente. Aos domingos diminuem, pois, a demanda das cargas diminui em relação a um dia típico da semana. Já na presença das GFs as perdas diminuem, pois as GFs estão próximas às cargas e passam a contribuir na corrente da carga fazendo com que a corrente que passa entre as linhas diminua ocasionando a diminuição nas perdas ativas do sistema, Figura 37.

Figura 37 – Perdas ativas do sistema para um dia típico da semana e do domingo.



Fonte: Próprio autor.

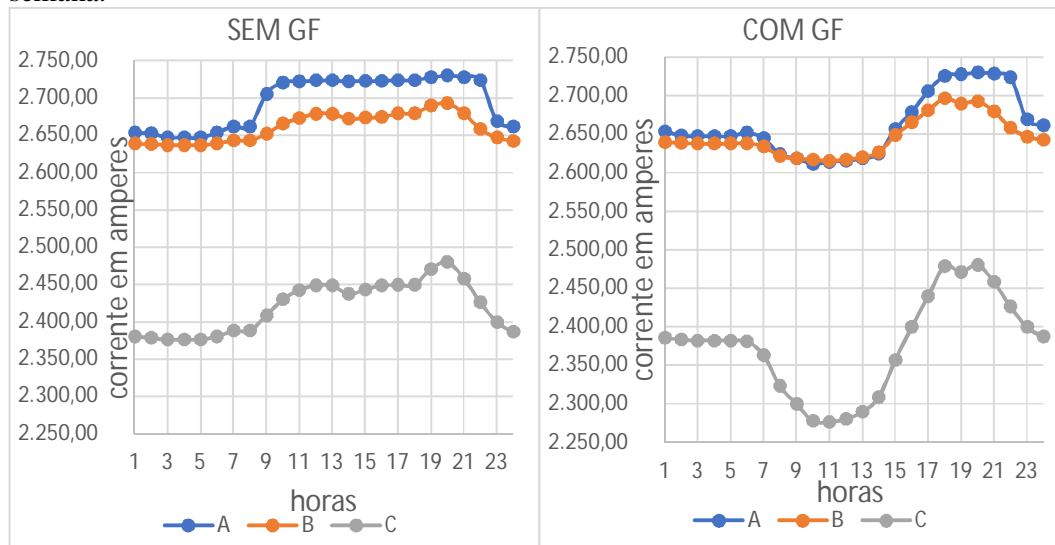
6.2.2 Análise do sistema sob condições de curto-circuito.

6.2.2.1 Curto-circuito trifásico com resistência de falta igual a zero ohms na barra 675.

Com o intuito de observar e comparar o comportamento da corrente de curto-circuito do sistema sem e com a presença de geração fotovoltaica, para um dia típico da semana e para o domingo, provocou-se uma falta trifásica com resistência de falta igual a zero ohms na barra 675.

Na Figura 38 é ilustrada a corrente de curto-circuito trifásico, com resistência de falta igual a zero ohms na barra 675, na saída do regulador de tensão, para o sistema sem e com a presença de GF considerando um dia típico da semana. Nota-se que a corrente de falta na saída do regulador de tensão diminui no período que os geradores estão injetando corrente no sistema, contribuindo, assim, para a corrente de falta na barra em curto-circuito. Às 11 horas, hora em que os geradores apresentam maior injeção de corrente no sistema, as correntes de falta que, sem a presença dos geradores, são 2721,98, 2672,47 e 2442,14 amperes para as fases A, B e C, respectivamente, passa a ser 2615,15, 2615,15 e 2275,96 amperes para as fases A, B e C, respectivamente, na presença dos geradores. Portanto, como se trata de análise de falta permanente, tem-se reduções de 106,83 A (4%), 57,32 A (2,2%) e 166,18 A (6,9%) que provoca a atuação mais lenta do dispositivo de proteção presente na subestação, o quanto mais lenta esta proteção irá atuar dependerá de sua curva de atuação.

Figura 38 – Corrente de curto-circuito na saída do regulador de tensão devido à falta trifásica com resistência de falta de zero ohms na barra 675 considerando dia típico da semana.

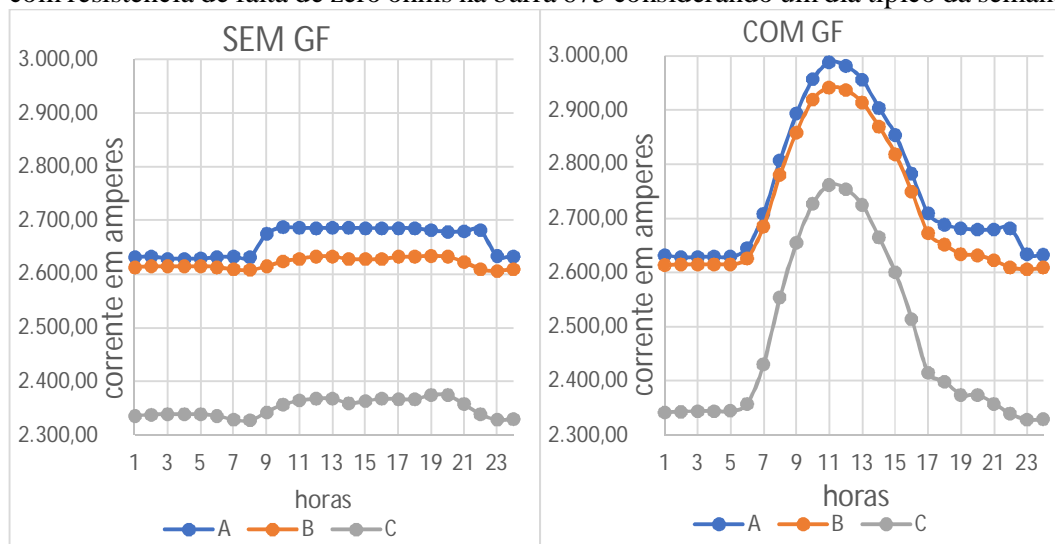


Fonte: Próprio autor.

Supondo que o sistema também tivesse um dispositivo de proteção de sobrecorrente entre as barras 671 e 692, a presença dos GFs causaria uma atuação mais rápida destes dispositivos, uma vez que as GFs passam a contribuir na corrente de curto-circuito. A Figura 39 ilustra a corrente de curto-circuito entre as barras 671 e 692 para a falta trifásica com resistência de falta de zero ohms na barra 675. Observa-se que, ao contrário da corrente na subestação, a corrente de curto-circuito neste ponto do sistema aumenta quando há GF conectada no sistema.

Comparando os resultados das correntes às 11 horas tem-se que a corrente que é 2686,24, 2628,31, 2364,21 amperes, nas fases A, B e C respectivamente, sem GF, passa a ser 2988,12, 2941,72 e 2762,10 amperes, nas fases A, B e C respectivamente, com a presença dos GFs. Portanto, tem-se um acréscimo de 301,88 (11,2%), 313,41 (11,9%) e 397,98 (16,8%) amperes na corrente que passa por este dispositivo de proteção durante este tipo e localização de falta. Pelo fato de o curto-circuito ocorrer à jusante dos dispositivos de proteção, a alteração do tempo de atuação destas proteções pode não provocar problemas na coordenação e seletividade destes, pois o dispositivo de proteção mais próximo da falta, com toda certeza, atuará mais rápido do que o presente na subestação.

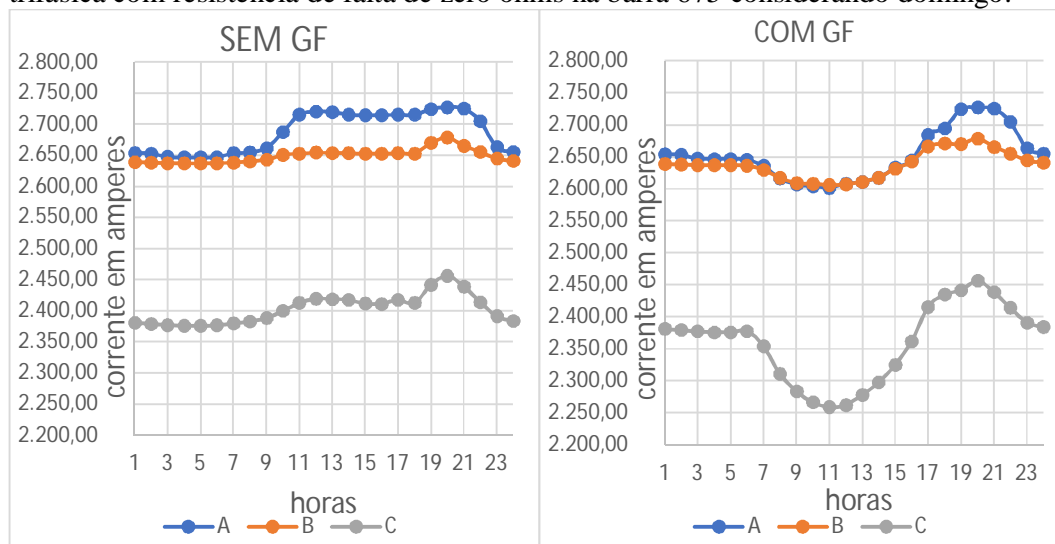
Figura 39 - Corrente de curto-circuito entre as barras 671 e 692 devido à falta trifásica com resistência de falta de zero ohms na barra 675 considerando um dia típico da semana.



Fonte: Próprio autor.

Considerando, agora, que a falta mencionada acima ocorra em um domingo, a corrente de curto-circuito na subestação apresentará um comportamento, sem e com GF, ilustrado na Figura 40. Tem-se que a corrente na subestação diminui na presença dos GFs pois estes estão contribuindo para a corrente de falta. Às 11 horas tem-se 2715,21, 2652,99 e 2412,37 amperes de corrente de falta nas fases A, B e C respectivamente, sem a presença dos GFs, com eles presente no sistema a corrente na respectiva fase, às 11 horas, passa a ser 2605,74, 2605,74 e 2258,63 amperes. Portanto, ocorreu uma redução na corrente de curto-circuito de 109,47 (4,1%), 47,25(1,8%) e 153,74 (6,4%) amperes provocando uma redução no tempo de atuação da proteção de sobrecorrente presente na subestação.

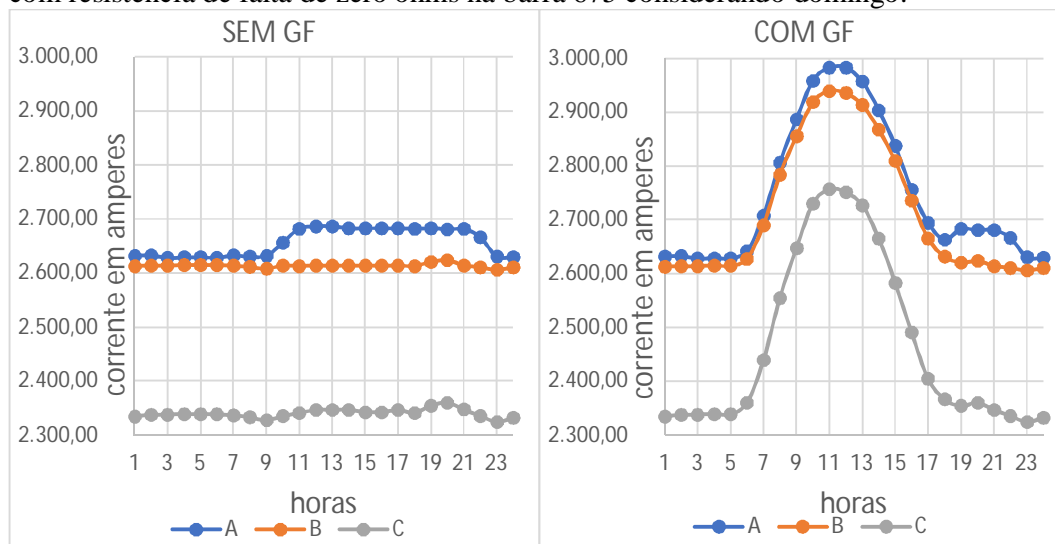
Figura 40 - Corrente de curto-circuito na saída do regulador de tensão devido à falta trifásica com resistência de falta de zero ohms na barra 675 considerando domingo.



Fonte: Próprio autor.

Novamente, supondo que há um dispositivo de proteção entre as barras 671 e 692, sua atuação será afetada pela presença das GFs, pois elas contribuem para a corrente de falta aumentando o nível de corrente que passa por este dispositivo de proteção, Figura 41. Às 11 horas, devido ao pico de geração, a corrente salta de 2682,09, 2613,31 e 2341 amperes para 2982,70, 2939,29 e 2756,47 amperes na fase A, B e C respectivamente. Isso representa um acréscimo neste momento do dia de 300,61 (11,2%), 325,98 (12,4%) e 415,47 (17,7%) amperes. Igualmente para o que foi observado nos resultados para um dia típico, apesar da alteração do tempo de atuação dos dispositivos de proteção pode ser que eles não tenham perdido a seletividade nem a coordenação.

Figura 41 - Corrente de curto-circuito entre as barras 671 e 692 devido à falta trifásica com resistência de falta de zero ohms na barra 675 considerando domingo.



Fonte: Próprio autor.

6.2.2.2 Curto-circuito trifásico com resistência de falta igual a zero ohms entre as barras 632 e 671, ocorrido em 5/6 do tamanho deste trecho.

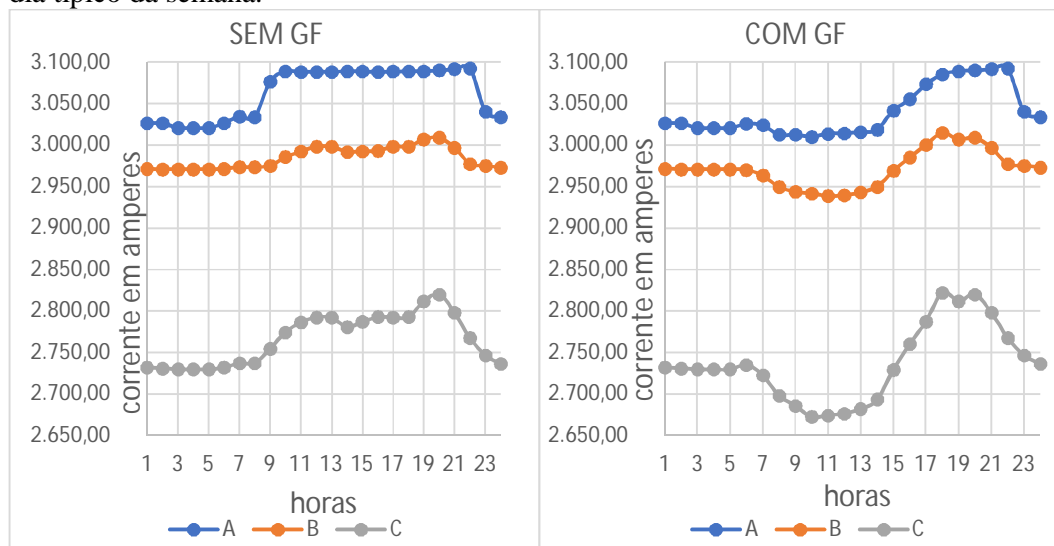
Este tipo de curto-circuito foi causado propositalmente neste local para observar o que aconteceria com a proteção na subestação e uma possível proteção presente entre as barras 671 e 692.

Para um dia típico da semana, observa-se que a corrente na subestação diminui na presença de GF no período em que elas injetam corrente no sistema, Figura 42. Analisando às 11 horas, tem-se que a corrente de falta na subestação sem a presença de GF é 3088,46, 2992,35 e 2786,40 amperes nas fases A, B e C respectivamente, e a corrente na subestação com as GFs conectadas é 3013,83, 2938,66 e 2674,17 amperes nas fases A, B e C, respectivamente. Portanto há uma queda no valor da corrente que passa por esse dispositivo de proteção de 74,63 (2,4%), 53,69 (1,79%), 112,23 (4 %) amperes, consequentemente a atuação deste dispositivo ficará mais lenta.

Comparando a porcentagem que a corrente diminui neste caso com o caso descrito em 6.2.2.1, para o dia típico da semana, observa-se, neste caso, que a porcentagem é menor. Isso pode ser explicado pelo fato de que na seção 6.2.2.1 a falta ocorre à jusante das GFs, então as contribuições de todas as GFs se somam, já para o caso desta seção há

GFs à jusante da falta, ou seja, elas contribuirão com a corrente de falta em sentido contrário no sistema e não no mesmo sentido como no caso de 6.2.2.1.

Figura 42 - Corrente de curto-circuito na saída do regulador de tensão devido à falta trifásica com resistência de falta de zero ohms entre as barras 632 e 671 considerando um dia típico da semana.

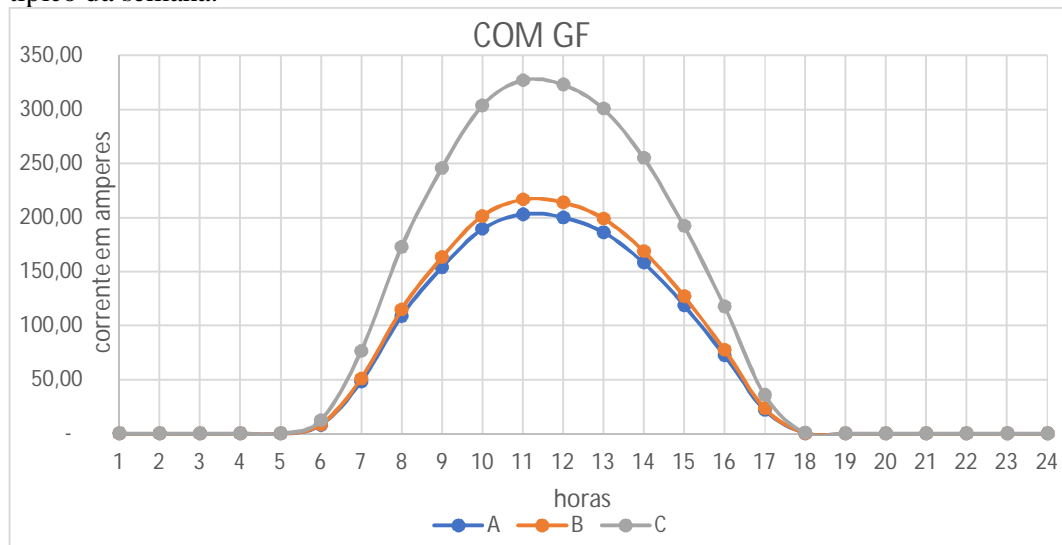


Fonte: Próprio autor.

Supondo que entre as barras 671 e 692 há um dispositivo de proteção de sobrecorrente, tem-se que sem a presença de GF não irá fluir corrente por ele, pois a falta ocorre a montante deste dispositivo. Entretanto, se há GF conectada no sistema fluirá uma corrente por este dispositivo de proteção. Na Figura 43 é ilustrada a corrente que fluirá por este dispositivo de proteção devido à contribuição das GFs conectadas nas barras à jusante deste dispositivo de proteção, na corrente de curto-circuito.

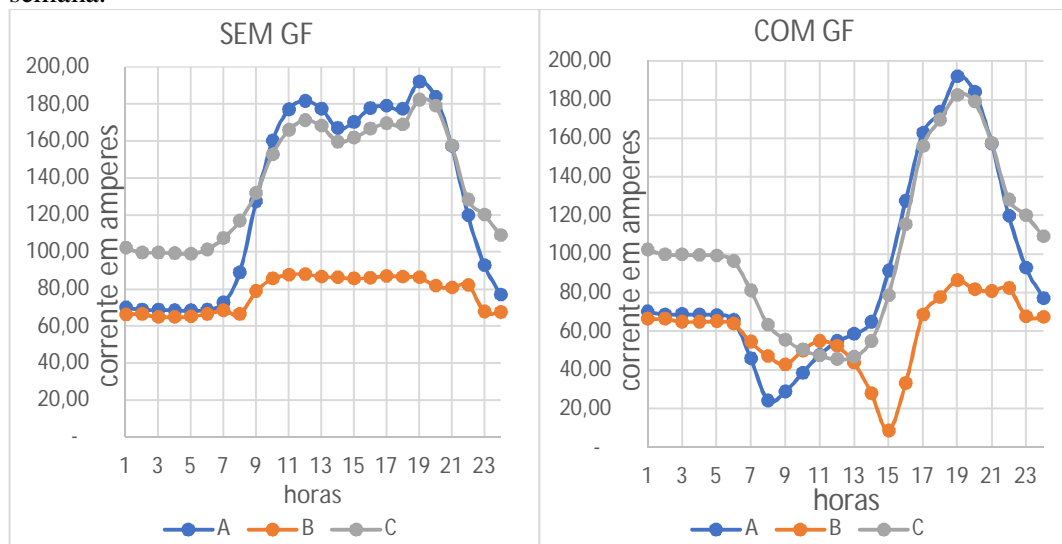
Em regime permanente o maior nível de corrente que passa por este dispositivo é 191 amperes, Figura 44, ou seja, este dispositivo deve estar ajustado para suportar uma corrente um pouco maior que a de carregamento máximo do sistema. Já a corrente máxima que flui em sentido reverso pelo dispositivo de proteção de sobrecorrente localizado entre as barras 671 e 692 é de 327 amperes, 136 amperes maior que a corrente de carregamento máximo. Pode ser que esta corrente ocasione a atuação deste dispositivo, principalmente se a falta ocorrer no momento em que as GFs estão injetando a maior corrente no sistema.

Figura 43 - Corrente de curto-circuito entre as barras 671 e 692 devido à falta trifásica com resistência de falta de zero ohms entre as barras 632 e 671 considerando um dia típico da semana.



Fonte: Próprio autor.

Figura 44 - Corrente em regime entre as barras 671 e 692 considerando um dia típico da semana.

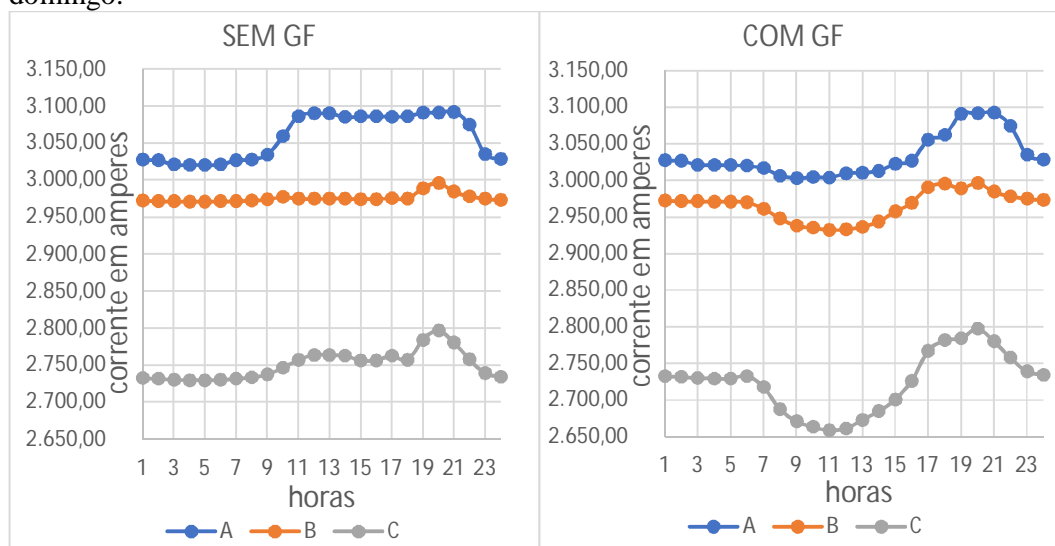


Fonte: Próprio autor.

Para um domingo, a corrente de curto-circuito que passa pelo dispositivo de proteção presente na subestação também diminui com a presença de GF conectada ao sistema, Figura 45. Analisando o sistema às 11 horas, tem-se que a corrente de curto-circuito que, para o sistema sem GF, é 3086,18, 2974,76 e 2757,02 amperes, nas fases A, B e C respectivamente, passa a ser 3003,55, 2932,30 e 2658,83 amperes, nas fases A, B

e C respectivamente, com as GFs conectadas. Há uma redução de 82,63 (2,67%), 42,46 (1,42%) e 98,19 (3,56%) amperes nas fases A, B e C respectivamente. Isso acarretará na atuação mais lenta deste dispositivo.

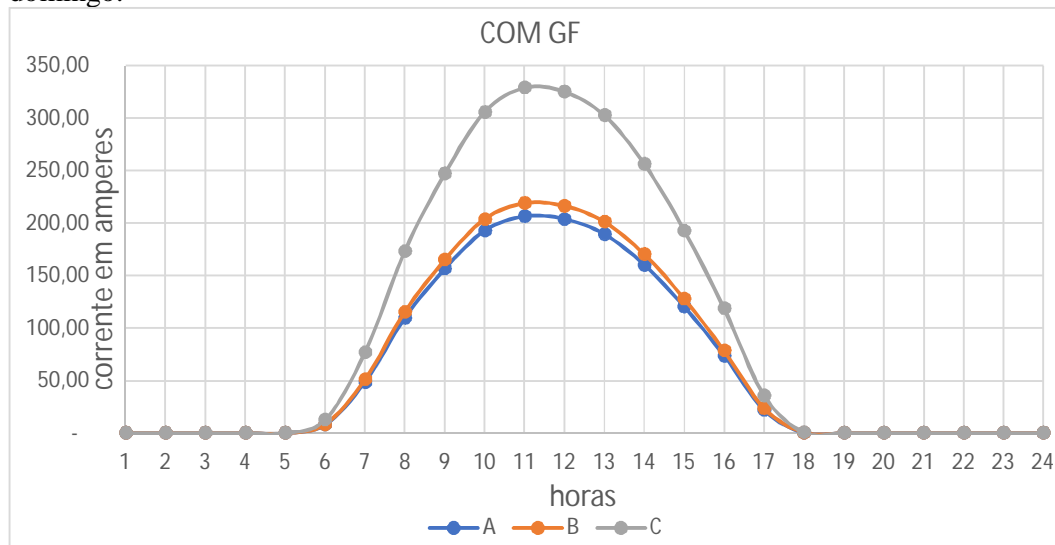
Figura 45 - Corrente de curto-circuito na saída do regulador de tensão devido à falta trifásica com resistência de falta de zero ohms entre as barras 632 e 671 considerando o domingo.



Fonte: Próprio autor.

Novamente, supondo a existência de um dispositivo de proteção entre as barras 671 e 692, durante esta falta, sem a presença de GF, a corrente que passa pelo dispositivo de proteção é nula. No entanto, quando há GF conectada no sistema, há corrente passando por este dispositivo. Esta corrente é proveniente da contribuição das GFs a jusante do ponto de falta cuja magnitude aumenta à medida que a geração injeta mais corrente no sistema, por volta das 11 horas, Figura 46. Neste momento a corrente atinge uma magnitude máxima de 328,78 amperes na fase C, que é um pouco maior que a observada neste mesmo período para um dia típico da semana, podendo causar a atuação deste dispositivo para o fluxo reverso.

Figura 46 - Corrente de curto-circuito entre as barras 671 e 692 devido à falta trifásica com resistência de falta de zero ohms entre as barras 632 e 671 considerando um domingo.



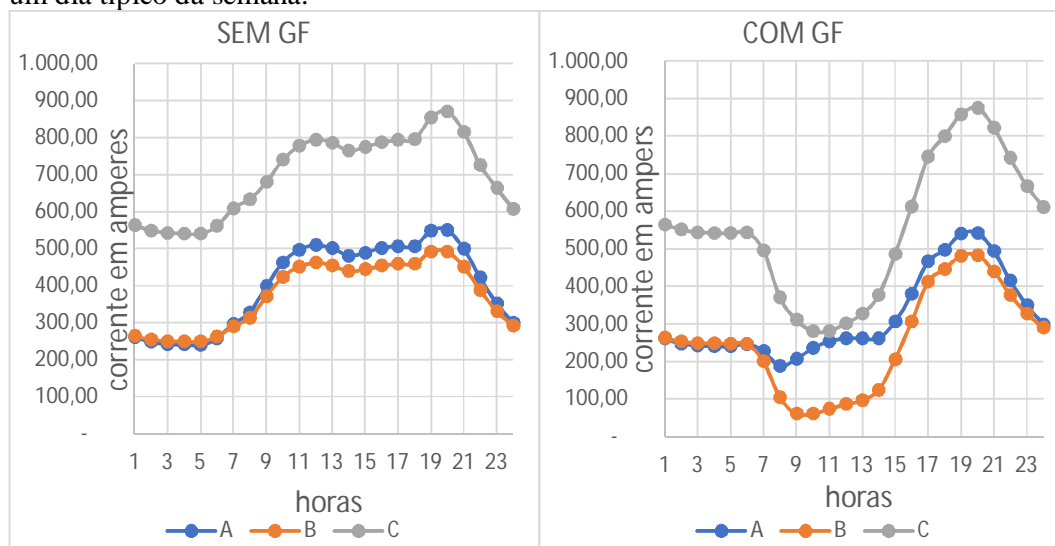
Fonte: Próprio autor.

6.2.2.3 Curto-circuito monofásico com resistência de falta igual a cinco ohms na fase C da barra 611.

Considerando uma falta monofásica na fase C da barra 611 com resistência de falta de cinco ohms para um dia típico da semana, observa-se que a corrente de curto-circuito na subestação diminui devido à presença de GF no sistema da Figura 47.

Comparando os valores da corrente durante esta falta e os valores de corrente nominal, Figura 35, na saída do regulador e sem a presença de GF, conclui-se que a corrente de curto-circuito entre 1 e 7 horas é menor do que o valor máximo observado para corrente em regime que é aproximadamente 600 amperes. Quando há GF conectada no sistema, a corrente de curto-circuito na saída da subestação permanece menor que 600 amperes da 1 até as 16 horas, ou seja, a presença de geração no sistema contribuiu para que a corrente de curto-circuito fique abaixo da máxima de carregamento por mais tempo.

Figura 47 - Corrente de curto-circuito na saída do regulador de tensão devido à falta monofásica com resistência de falta de cinco ohms na fase C da barra 611 considerando um dia típico da semana.

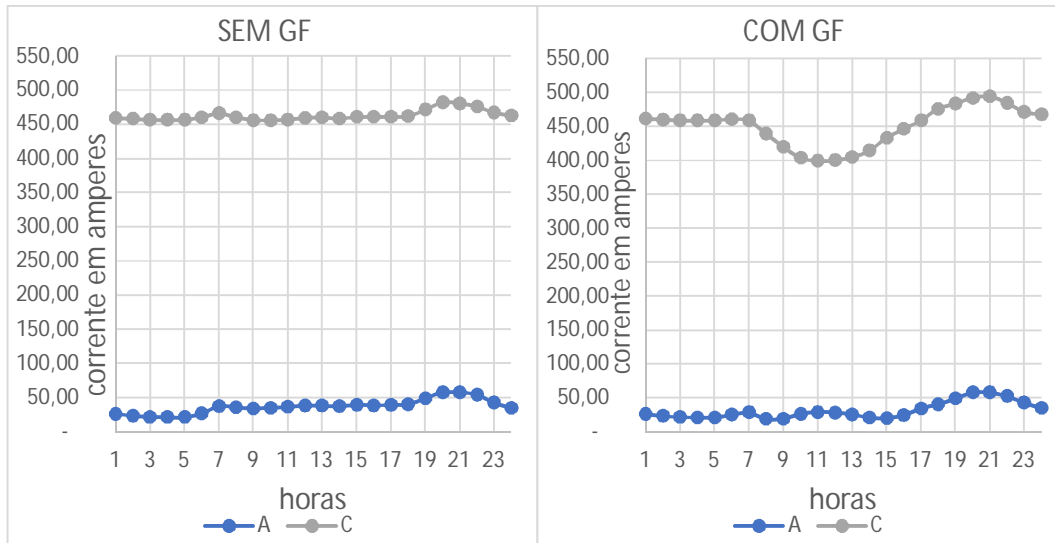


Fonte: Próprio autor.

Entretanto, supondo que há um dispositivo de proteção entre as barras 671 e 684, a corrente que passa por este dispositivo se torna menor quando há GF conectada no sistema comparado aos resultados obtidos sem a presença de GF no sistema, Figura 48.

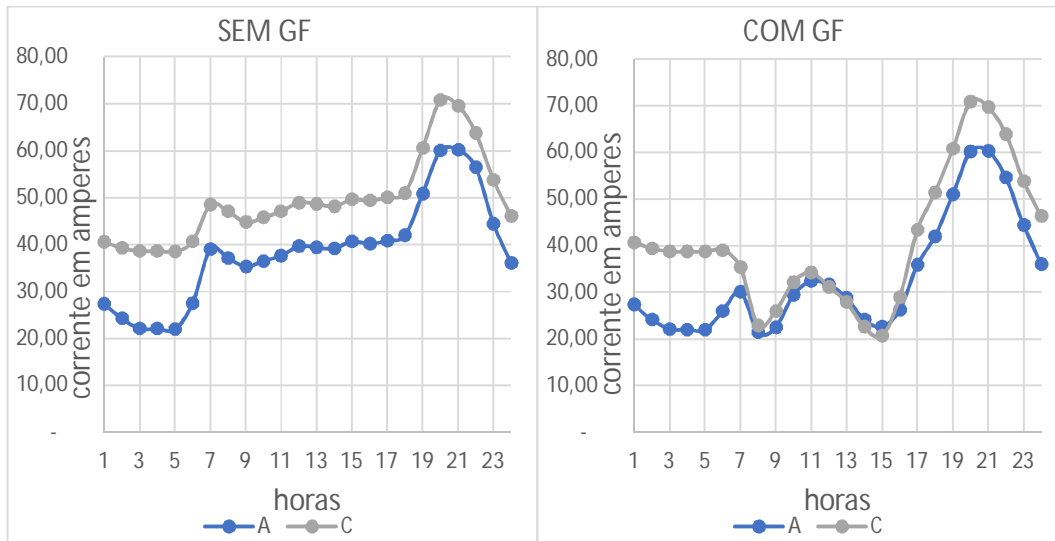
Nota-se que a corrente de curto-circuito neste ponto é elevada se compararmos ao valor máximo que passa neste ponto em um dia típico da semana, aproximadamente 70 amperes, Figura 49. Então mesmo com a presença de GF conectada ao sistema este dispositivo provavelmente irá atuar, porém mais lento.

Figura 48 - Corrente de curto-circuito entre as barras 671 e 684 devido à falta monofásica com resistência de falta de cinco ohms na fase C da barra 611 considerando um dia típico da semana.



Fonte: Próprio autor.

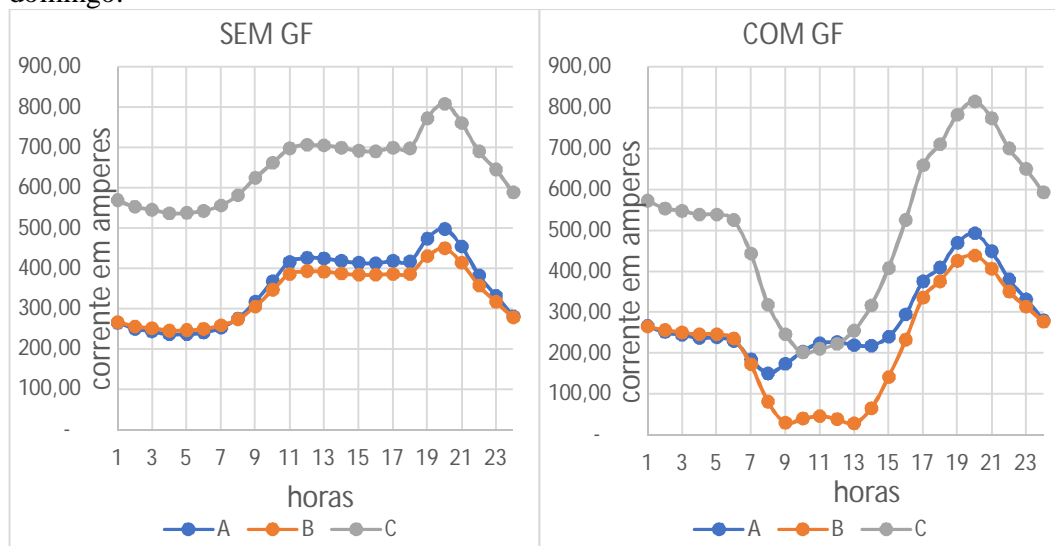
Figura 49 - Corrente em regime entre as barras 671 e 652 considerando um dia típico da semana.



Fonte: Próprio autor.

Considerando, agora, esta mesma configuração de curto-circuito, porém para o sistema operando no domingo, tem-se que a corrente de curto-circuito na subestação é menor quando há GF conectada no sistema, Figura 50 o que poderá ocasionar retardo na atuação da proteção de neutro.

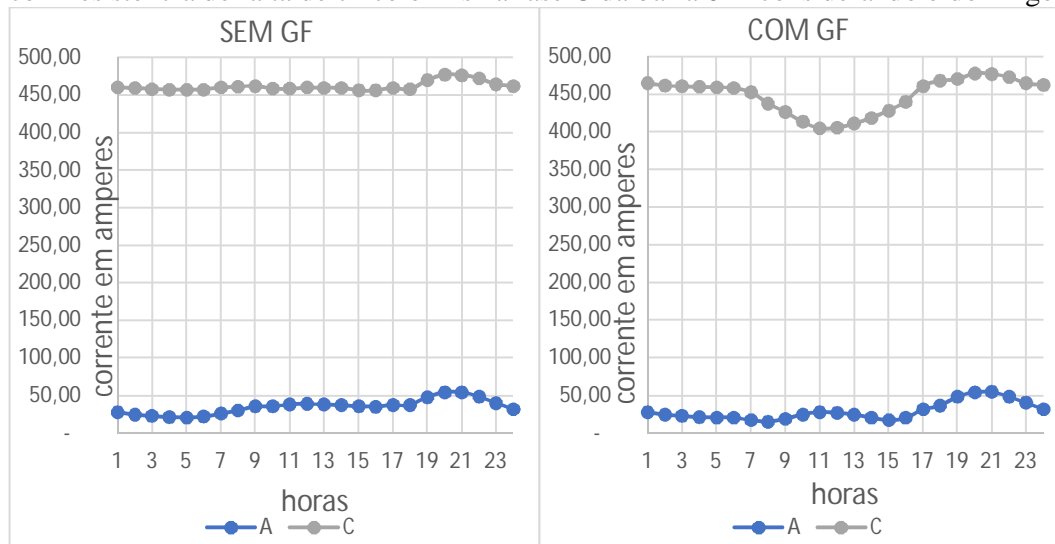
Figura 50 - Corrente de curto-circuito na saída do regulador de tensão devido à falta monofásica com resistência de falta de cinco ohms na fase C da barra 611 considerando o domingo.



Fonte: Próprio autor.

No entanto, se for considerado um sistema de proteção entre as barras 671 e 684, a falta será isolada do sistema pela atuação deste dispositivo, pois a corrente que passa por este é muito superior à corrente no pico de carregamento. Isso ocorrerá sem e com as GFs conectadas no sistema, entretanto quando as GFs estiverem presentes no sistema a atuação deste dispositivo será mais lenta.

Figura 51 - Corrente de curto-circuito entre as barras 671 e 684 devido à falta monofásica com resistência de falta de cinco ohms na fase C da barra 611 considerando o domingo.



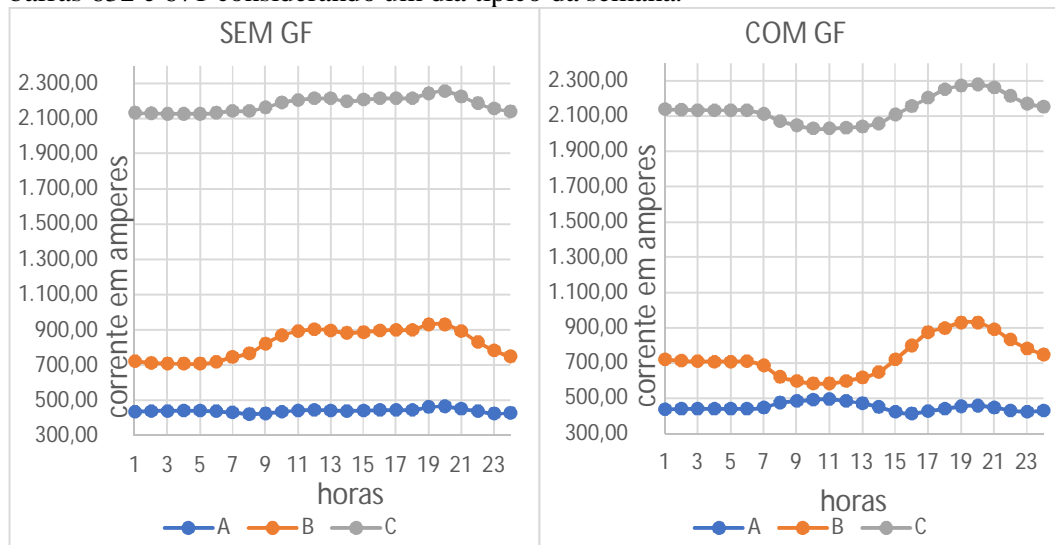
Fonte: Próprio autor.

6.2.2.4 Curto-circuito monofásico com resistência de falta igual a cinco ohms na fase C localizada em 5/6 do trecho entre as barras 632 e 671.

Analisando uma falta monofásica com resistência de falta de 5 ohms localizada em 5/6 do trecho entre as barras 632 e 671, para as características descritas para um dia típico da semana, observa-se que a corrente na saída da subestação diminui quando há GF conectada no sistema devido a contribuição destas na corrente de curto-circuito, Figura 52.

A diminuição da corrente de curto-circuito na subestação será mais acentuada quanto maior for a injeção de corrente pelas GFs no sistema, isso ocorre por volta das 11 horas, que é o momento em que as GFs estão injetando maior potência no sistema. Assim sendo, tem-se que às 11 horas a corrente na fase C passa de 2204,24 amperes, sistema sem a presença de GF, para 2028,03 amperes, com GF conectada no sistema, ou seja, há uma redução de 176,21 amperes. Essa diminuição na corrente da subestação faz com que o dispositivo de proteção presente neste local atue em um tempo maior do que quando o sistema não possui GFs conectadas.

Figura 52 - Corrente de curto-circuito na saída do regulador de tensão devido à falta monofásica com resistência de falta de cinco ohms na fase C em 5/6 do trecho entre as barras 632 e 671 considerando um dia típico da semana.



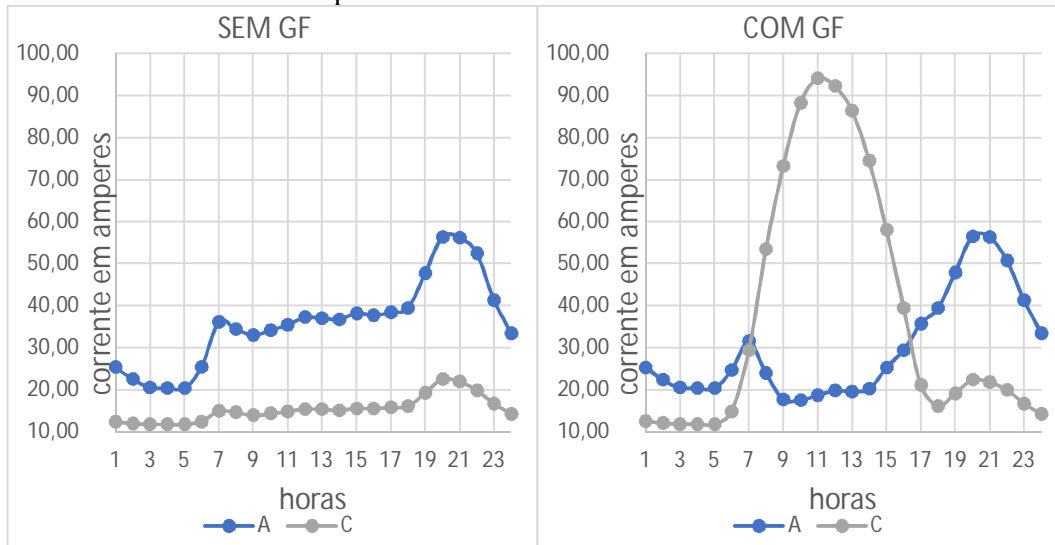
Fonte: Próprio autor.

Considerando que, para estas mesmas características de curto-circuito descritas acima e para um dia típico da semana, há um dispositivo de proteção entre as barras 671 e 652, a corrente que passa por ele é maior quando há GF conectada no sistema devido ao fluxo reverso oriundo da GF conectada na barra 611, Figura 53. Tem-se que o valor máximo desta corrente, 94,02 amperes, é maior do que o valor máximo observado neste ponto para o sistema operando em regime, 70,84 amperes, Figura 49.

Apesar de ocorrer a passagem de corrente pelo dispositivo, presente entre as barras 671 e 652 na presença de GF devido a uma falta que ocorreu à montante deste, provavelmente ele não irá atuar, pois a corrente que passa na subestação, apesar de diminuir com a presença das GFs, é elevada e, provavelmente, atuará primeiro que o dispositivo de proteção presente entre as barras 671 e 652.

Portanto, para esta configuração do sistema e este tipo de falta, o sistema de proteção irá atuar de forma coordena.

Figura 53 - Corrente de curto-circuito entre as barras 671 e 652 devido à falta monofásica com resistência de falta de cinco ohms na fase C em 5/6 do trecho entre as barras 632 e 671 considerando um dia típico da semana.

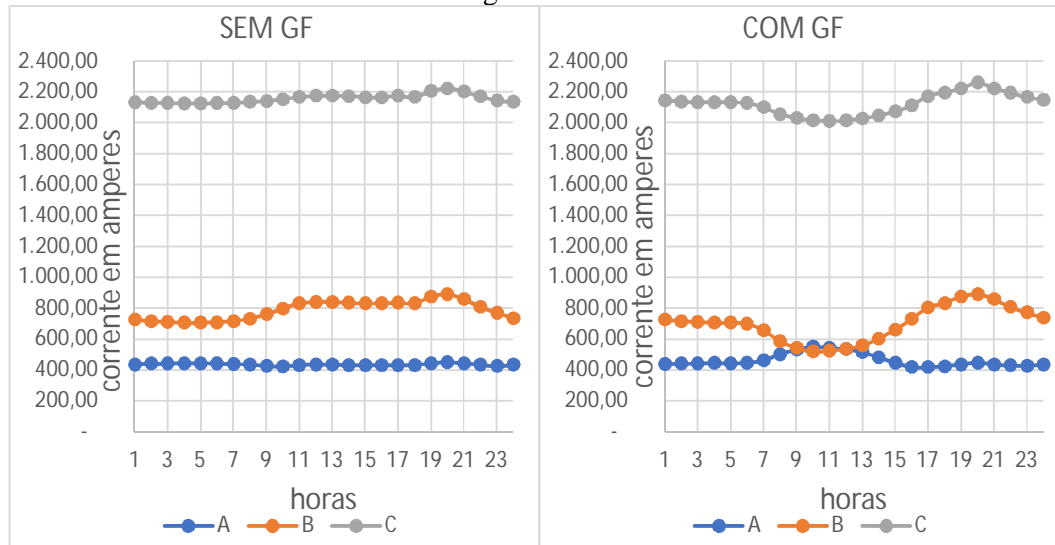


Fonte: Próprio autor.

Decidiu-se realizar o mesmo curto-circuito descrito anteriormente para um o sistema com as características de um domingo. A Figura 54 ilustra a corrente na saída da subestação, nela é possível observar que a corrente neste ponto diminuiu com a inserção de GFs no sistema. Nota-se que a corrente de curto-circuito que passa pelo dispositivo de proteção presente na subestação aos domingos é menor do que em um dia típico da semana, respectivamente 2011,04 amperes e 2028,03 amperes com GFs conectadas ao sistema. Já na ausência de GF a corrente de curto-circuito neste ponto é praticamente a mesma para dias típicos da semana e aos domingos, ficando em torno de 2100 a 2300 amperes.

Portanto, tem-se que a presença de GF no sistema aumenta, ainda mais, o tempo de atuação do dispositivo de proteção presente na subestação aos domingos. Pois, devido à diminuição da demanda pelas cargas e uma geração fotovoltaica igual aos dias típicos da semana, há uma maior contribuição dos GFs na corrente de curto-circuito do sistema provocando uma queda maior na corrente de falta que passa pelo dispositivo de proteção presente na subestação.

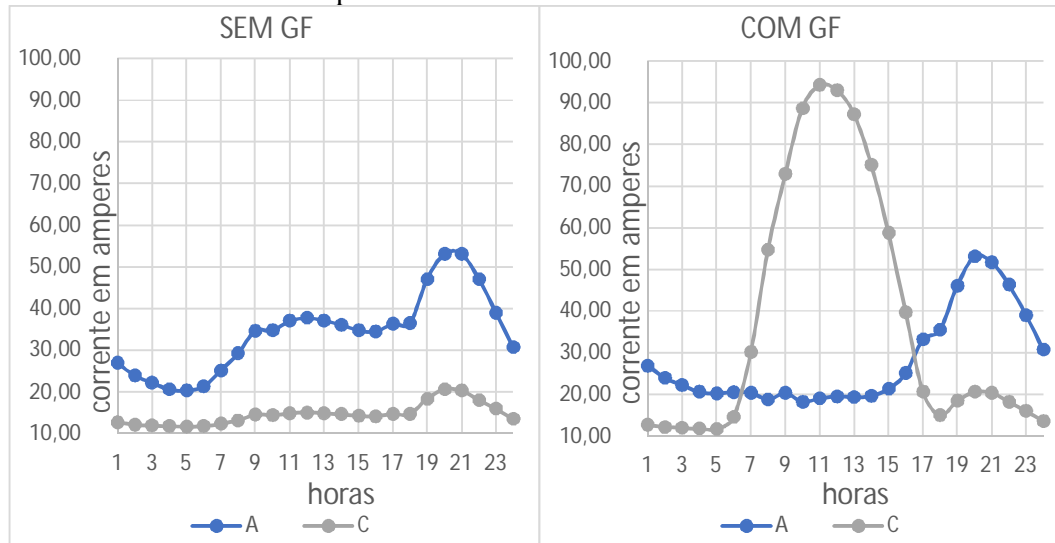
Figura 54 - Corrente de curto-circuito na saída do regulador de tensão devido à falta monofásica com resistência de falta de cinco ohms na fase C em 5/6 do trecho entre as barras 632 e 671 considerando o domingo.



Fonte: Próprio autor.

Considerando que há um dispositivo de proteção entre as barras 671 e 684, a corrente que passa por este dispositivo devido à falta que ocorre à montante deste é ilustrada na Figura 55. Nota-se que esta corrente possui a mesma magnitude para o sistema com as características de um dia típico. No entanto, apesar do dispositivo de proteção à jusante da falta estar submetido à uma corrente de curto-circuito, esta poderá não ser capaz de provocar sua atuação. Além disso, a corrente de curto-circuito que passa pelo dispositivo de proteção na subestação é elevada e provavelmente a atuação deste será em um tempo menor do que o localizado entre as barras 671 e 684. Portanto, nestas condições o sistema de proteção atuará de forma coordenada.

Figura 55 - Corrente de curto-circuito entre as barras 671 e 684 devido à falta monofásica com resistência de falta de cinco ohms na fase C em 5/6 do trecho entre as barras 632 e 671 considerando um dia típico da semana.



Fonte: Próprio autor.

6.2.3 Discussão dos resultados da seção 6.2.

Analisando a tensão em regime permanente deste sistema, pelo fato dele apresentar um regulador de tensão, que regula de forma independente as três fases, a afirmativa de que a inserção de GD aumenta a tensão não pode ser corroborada neste caso, pois o regulador compensa, diminuindo a tensão do sistema, o aumento na tensão provocada pelas GDs. Neste caso o que foi observado na Figura 8, no capítulo 5, não pode ser considerado para este sistema em particular.

Considerando a equação (11), desenvolvida no capítulo 3 de modo a analisar o sistema em regime sem GD, e a conclusão obtida dela para observar o resultado apresentado na seção 6.2, pode-se comparar também a corrente presente na saída do regulador de tensão no dia da semana e no domingo concluindo-se que a corrente no dia da semana é maior que a do domingo. Isto fica evidente na equação (11) através da variável da corrente de carga I_c , pois no domingo tem-se um perfil de carga mais leve e consequentemente a corrente que as cargas consomem do sistema é menor quando comparada ao dia típico da semana. Portanto, se a corrente que cada carga consome é menor a corrente na saída do regulador também será.

Comparando a equação (11) com a equação (26) e observando-as para explicar a corrente na saída do regulador de tensão, respectivamente sem e com a presença de GD

no sistema em regime da seção 6.2, tem-se que a parcela da corrente que a carga consome, I_c , é subtraída pela corrente injetada pela GD daquela barra no sistema, portanto a corrente na saída do regulador de tensão tem que ser menor quando há GD no sistema.

Para as equações (28) e (30) os mesmos argumentos podem ser utilizados quanto a presença de GD no sistema. Na equação (30) a corrente que a GD injeta no sistema subtrai a corrente da carga diminuindo a corrente na saída do regulador de tensão, ou seja, é o mesmo observado e discutido nos gráficos da seção 6.2 referentes às simulações de curto-circuito.

Realizando uma análise da corrente de curto-circuito na saída do regulador de tensão para a falta trifásica de resistência de falta igual à zero ohms na barra 675, observa-se que, para o sistema sem GF, a corrente de curto-circuito da fase A na saída do regulador é menor no domingo quando comparada ao dia típico da semana (considerou-se esta fase pois é a fase que apresenta a maior corrente e, conseqüentemente, ela que fará a proteção atuar). Entretanto, quando se observa a tensão pré-falta na fase A do dia típico da semana ela é menor em relação à tensão no domingo, isso poderia levar a seguinte conclusão: como a tensão pré-falta é maior no domingo a corrente de curto-circuito também será se comparados os resultados obtidos para o dia típico, mas concluiu-se o contrário. No entanto, neste tipo de análise também deve-se considerar a impedância vista pelo sistema (a equação 1 relaciona a tensão e a impedância do sistema), então, neste caso, tem-se que, em condições pré-falta no domingo, a corrente na saída da subestação diminui e a tensão nela se mantém constante, conseqüentemente a impedância vista pelo sistema é menor comparada com o dia da semana (pois no dia da semana a corrente na saída da subestação é maior do que no domingo devido ao perfil de carga). Portanto, relacionando a tensão pré-falta e a impedância vista pelo sistema conclui-se que, a corrente de curto-circuito diminui aos domingos pois apesar da tensão pré-falta aumentar (em relação à tensão pré-falta do dia típico da semana) a impedância vista pelo sistema também aumenta (em relação à impedância do dia típico da semana) provocando a diminuição na corrente de curto-circuito do sistema.

Analisando o sistema com GF para a falta descrita no parágrafo anterior, nota-se que para os dois cenários (dia da semana e domingo) as condições de tensão pré-falta e impedância vista pelo sistema segue o mesmo comportamento descrito no parágrafo anterior. Tendo que a contribuição das GFs é praticamente a mesma nos dois cenários, pode-se concluir que a corrente de curto-circuito na saída do regulador de tensão é menor no domingo, corroborando o que foi observado na figura 40.

O que foi exposto nos dois primeiros parágrafos desta seção pode ser estendido para analisar a corrente na saída do regulador de tensão para os demais casos de curto-circuito estudados da seção 6.2.

6.3 SISTEMA REAL

Com o intuito de analisar o impacto da GD, mais especificadamente da GF, é utilizado um alimentador real cuja topologia é ilustrada na Figura 56. Trata-se de um alimentador de média tensão (MT) designado como 0324 que alimenta uma parte das cargas da cidade de Cuenca-Ecuador, onde o ponto azul na Figura 56 refere-se à subestação e o ponto em vermelho representa o local onde foi simulado o curto-circuito.

Figura 56 – Topologia do alimentador 0324 da cidade de Cuenca-Ecuador.



Fonte: Próprio autor.

Este sistema contém cargas conectadas em baixa tensão, em 220 volts e 240 volts, esta última configuração é utilizada para as cargas monofásicas e, para isso ser possível, os transformadores possuem um ponto de conexão central, tap central.

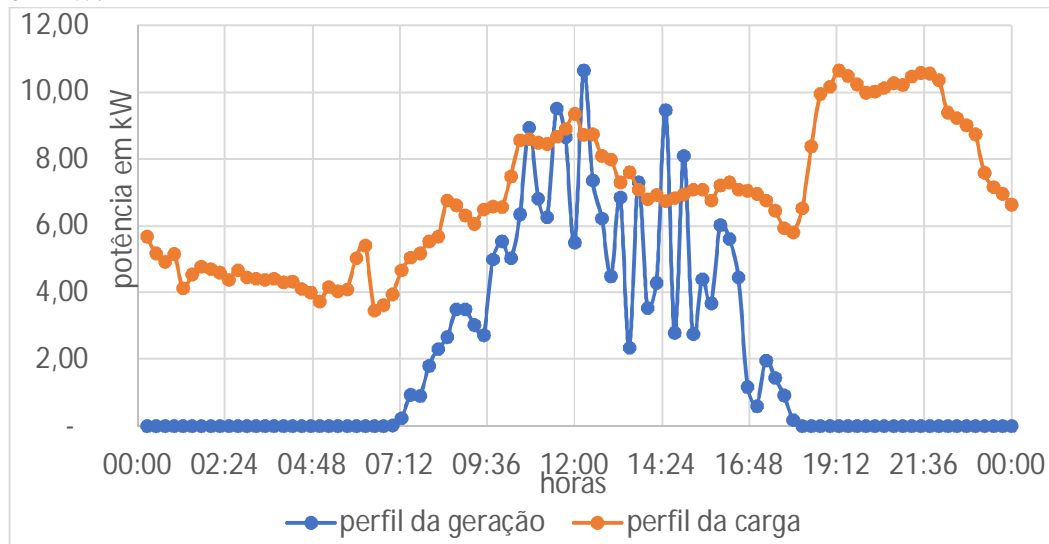
As características das linhas, transformadores, cargas e gerações utilizadas para modelagem deste sistema estão contidas no anexo 10.3.

Para análise deste sistema frente à inserção de GFs foram criados 6 cenários, gerados aleatoriamente, onde o cenário 1 não possui GF conectado, o cenário dois possui 20% do total de GFs disponíveis conectadas nas barras, o cenário 3 possui todas as GFs conectadas no cenário 2 mais 20% do total de GFs, ou seja, 40%, e assim por diante até formar o cenário 6 onde todas as barras tenham GF, exceto as que possuem um transformador particular e destinados à iluminação pública.

- Cenário 1 – Sem GF;
- Cenário 2 – 20% de GF;
- Cenário 3 – 40% de GF;
- Cenário 4 – 60% de GF;
- Cenário 5 – 80% de GF, e
- Cenário 6 – 100% de GF.

Seguindo a norma 482-2012, considerou-se que as GFs conectadas nas barras possuem a mesma potência nominal das cargas, no entanto considerou-se o perfil de carga residencial e de irradiação obtidos de dados de medições realizadas de 15 em 15 minutos pela concessionária responsável por este alimentador em um dia típico do mês de dezembro. Portanto, os picos entre estas curvas são distintos, Figura 57. A mesma curva foi empregada para todas as cargas e gerações mudando apenas a potência nominal das cargas e dos geradores.

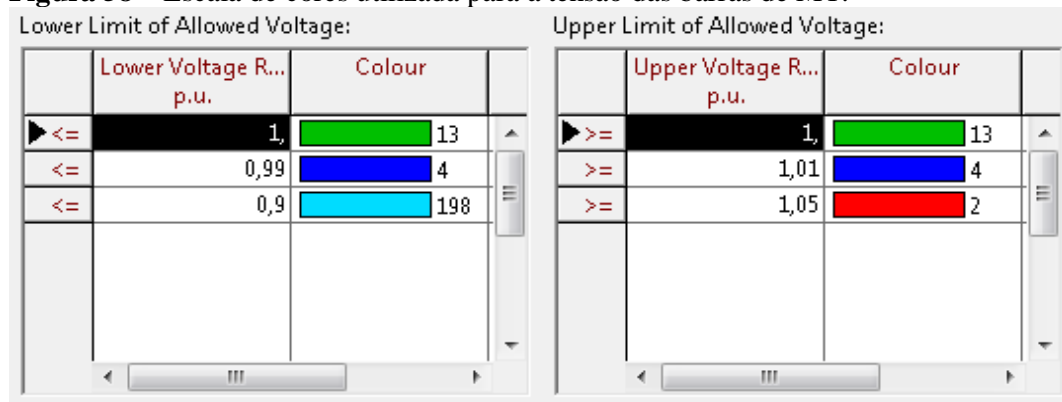
Figura 57 - Perfil de carga e geração, da carga e do gerador conectados na barra 67220, em kW.



Fonte: Próprio autor.

Como às 12:15 horas a geração é maior que nos outros períodos do dia, decidiu-se observar como a tensão em MT se altera com a inserção das GFs no sistema. Para a análise da tensão no sistema real da Figura 56 adotou-se a escala de cores para cada intervalo de tensão conforme ilustrado na Figura 58.

Figura 58 – Escala de cores utilizada para a tensão das barras de MT.



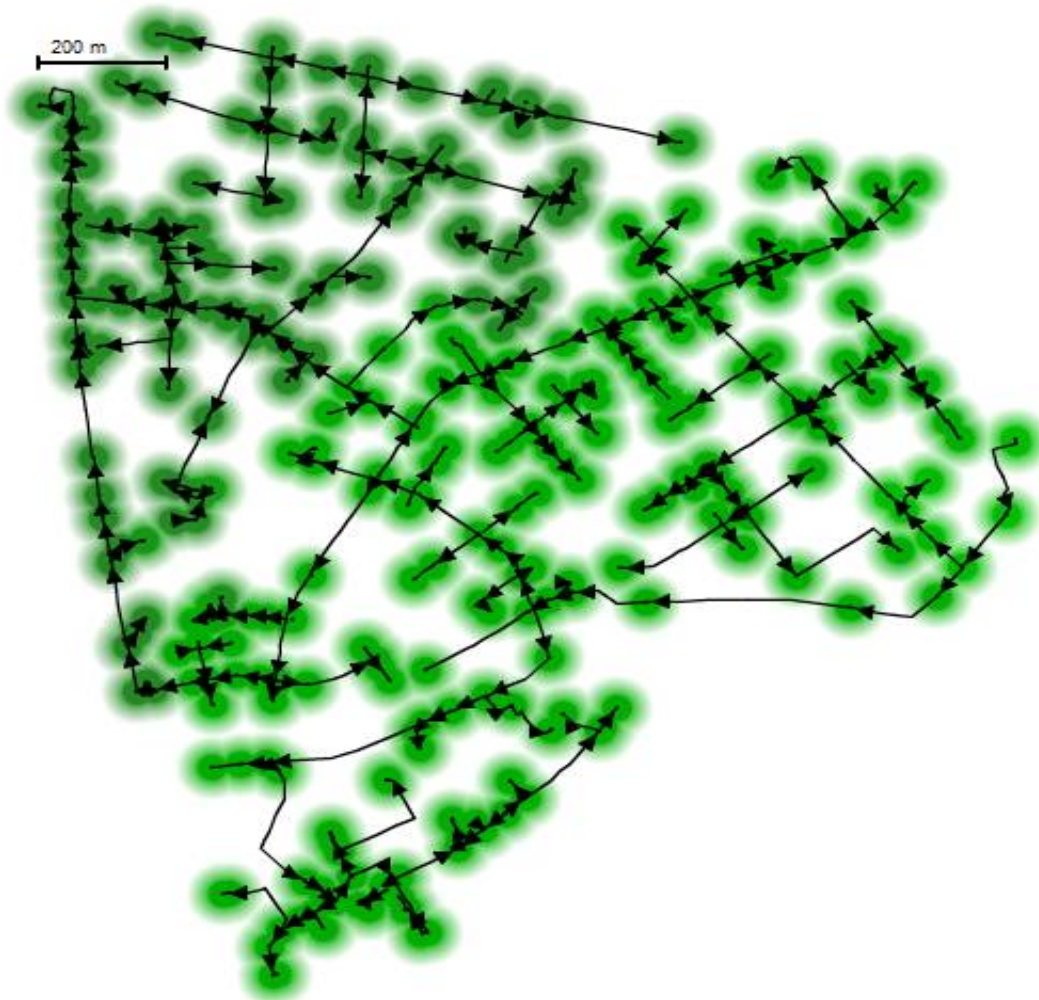
Fonte: Próprio autor.

Nas figuras de 59 a 64 observa-se que a presença das GFs no sistema melhora os níveis de tensão, apesar de estarem muito bons no caso sem GF, cenário 1. Isto pode ser

notado pela coloração de alguns pontos nestas figuras mudam a tonalidade do verde de escuro para um verde mais claro ao ser inserida cada vez mais GFs. É notória a diferença entre a coloração apresentada para o cenário 1 e a apresentada no cenário 3. Entretanto, a partir do cenário 3 fica mais difícil notar o impacto que a GF causa na tensão de MT do sistema.

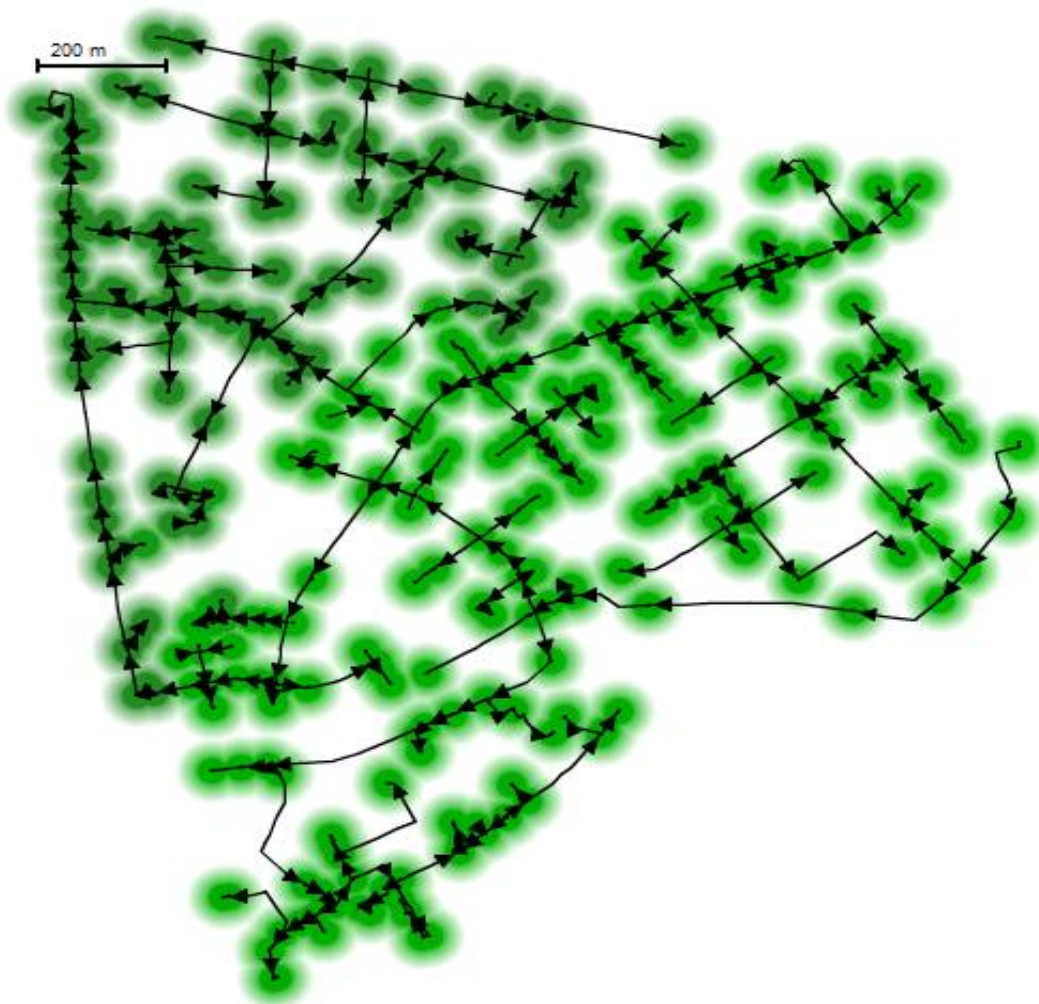
Portanto, mesmo com níveis elevados de inserção de GF neste alimentador, não se observa níveis inadequados de tensão nas barras de MT. Mas, como se tem níveis mais elevados de tensão, pode-se afirmar que o nível de curto-circuito aumenta. No entanto, como há GDs conectados no sistema eles passam a contribuir para a corrente de curto-circuito provocando a diminuição na corrente da subestação, equação (30).

Figura 59 – Perfil da tensão nas barras de MT do alimentador 0324 para o cenário 1.



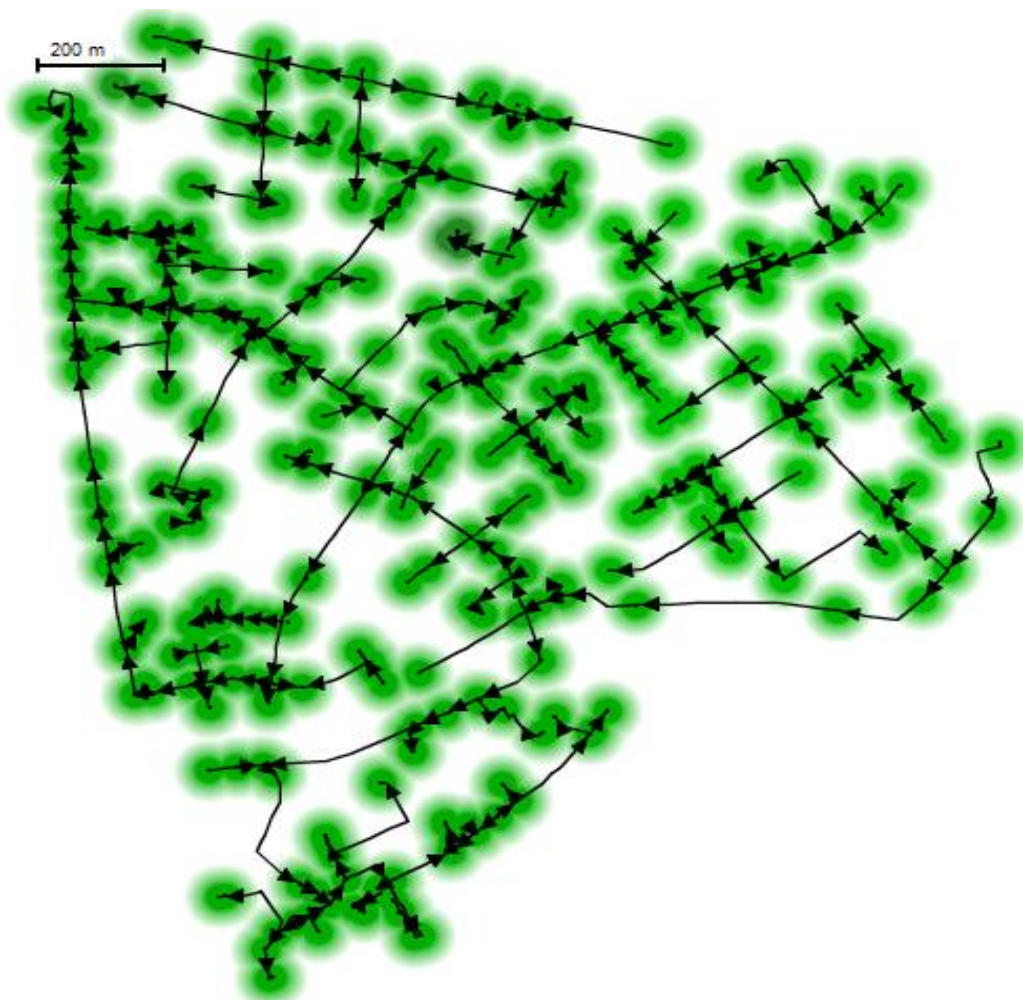
Fonte: Próprio autor.

Figura 60 - Perfil da tensão nas barras de MT do alimentador 0324 para o cenário 2.



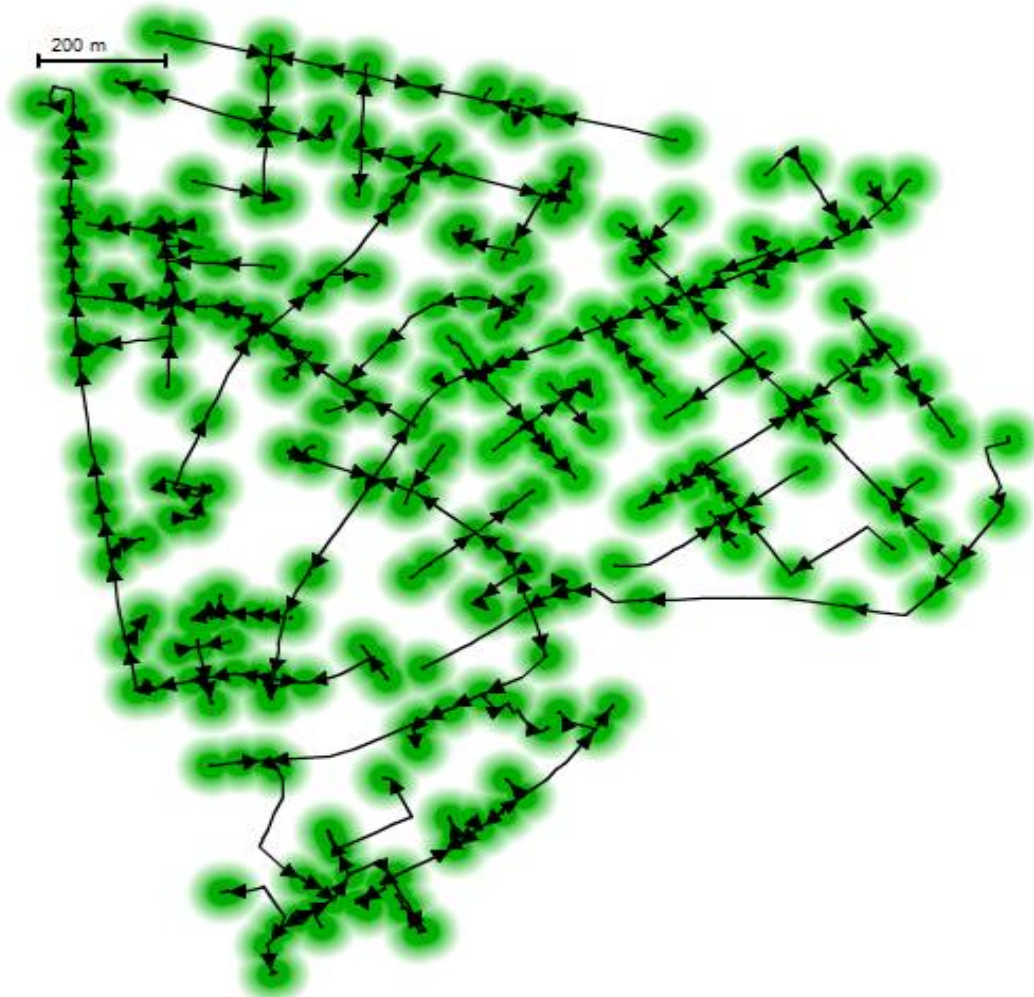
Fonte: Próprio autor.

Figura 61 - Perfil da tensão nas barras de MT do alimentador 0324 para o cenário 3.



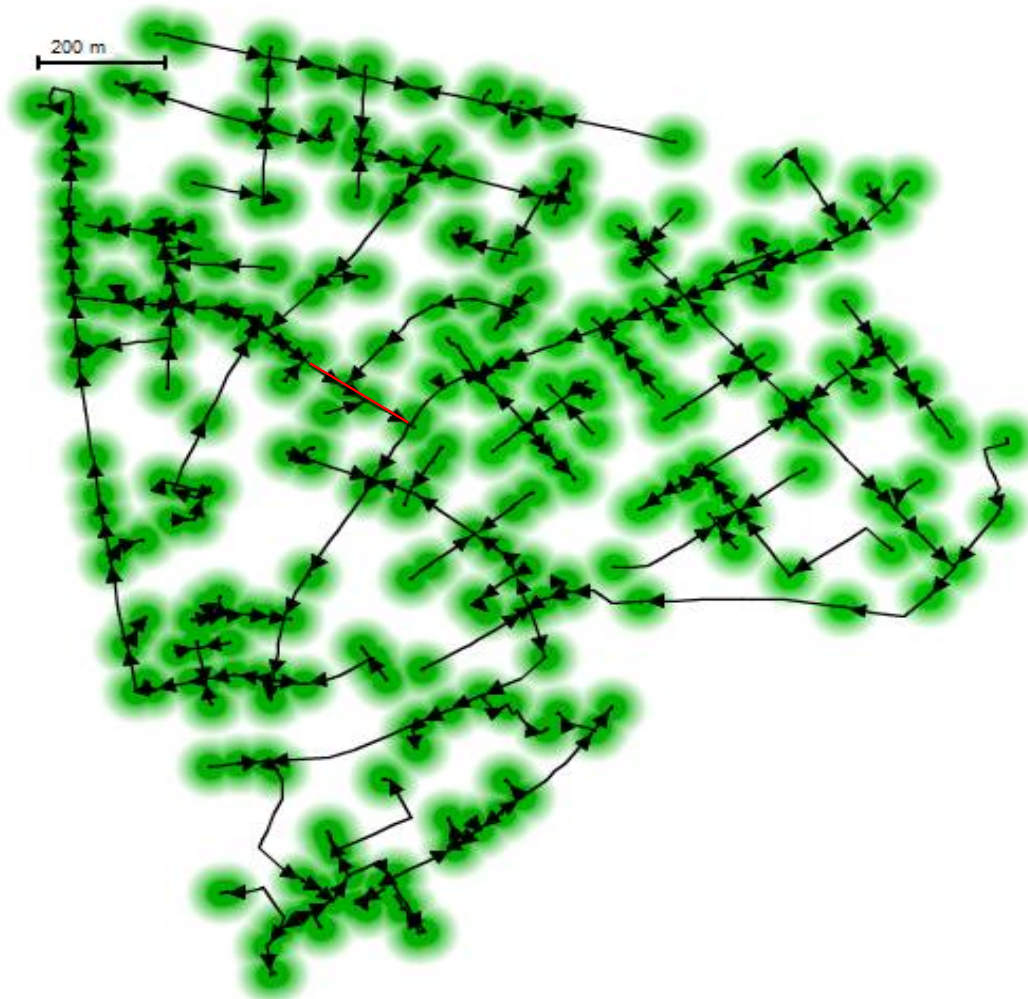
Fonte: Próprio autor.

Figura 62 - Perfil da tensão nas barras de MT do alimentador 0324 para o cenário 4.



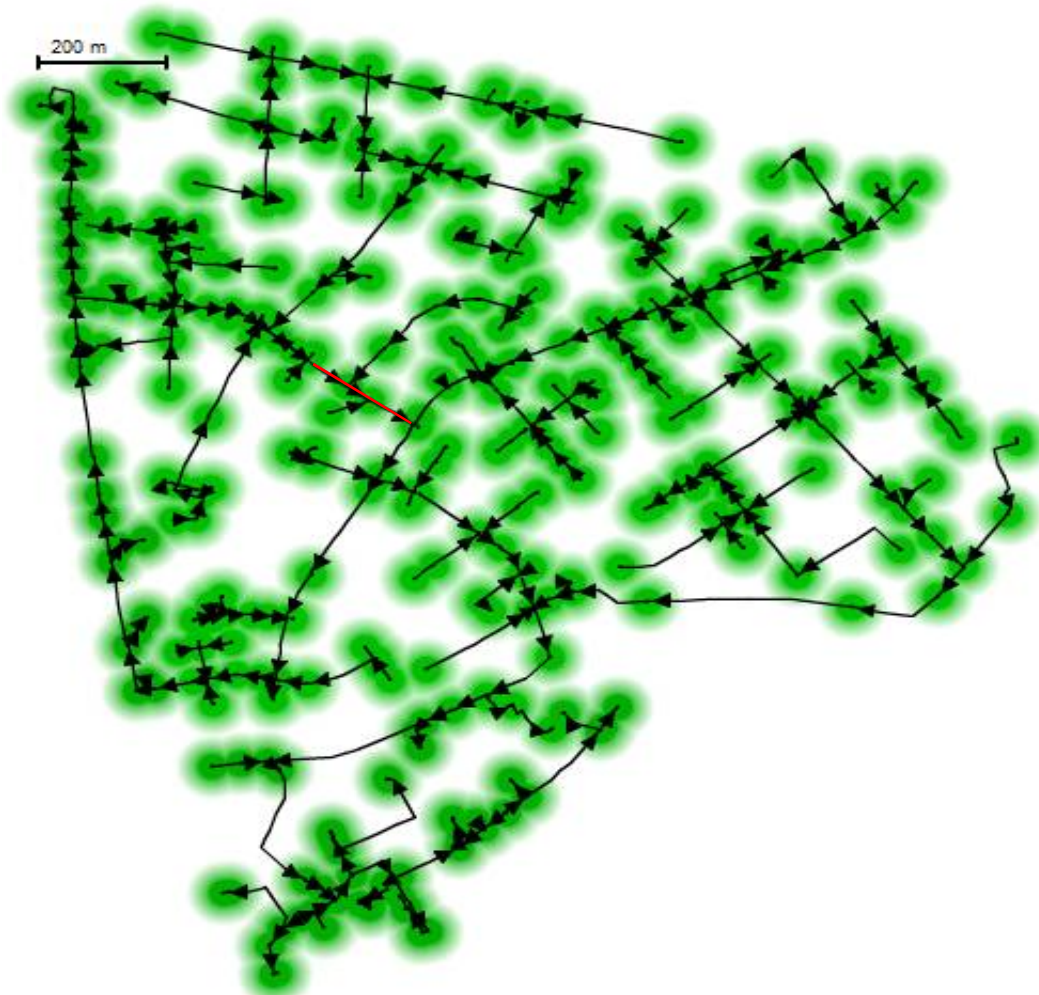
Fonte: Próprio autor.

Figura 63 - Perfil da tensão nas barras de MT do alimentador 0324 para o cenário 5.



Fonte: Próprio autor.

Figura 64 - Perfil da tensão nas barras de MT do alimentador 0324 para o cenário 6.

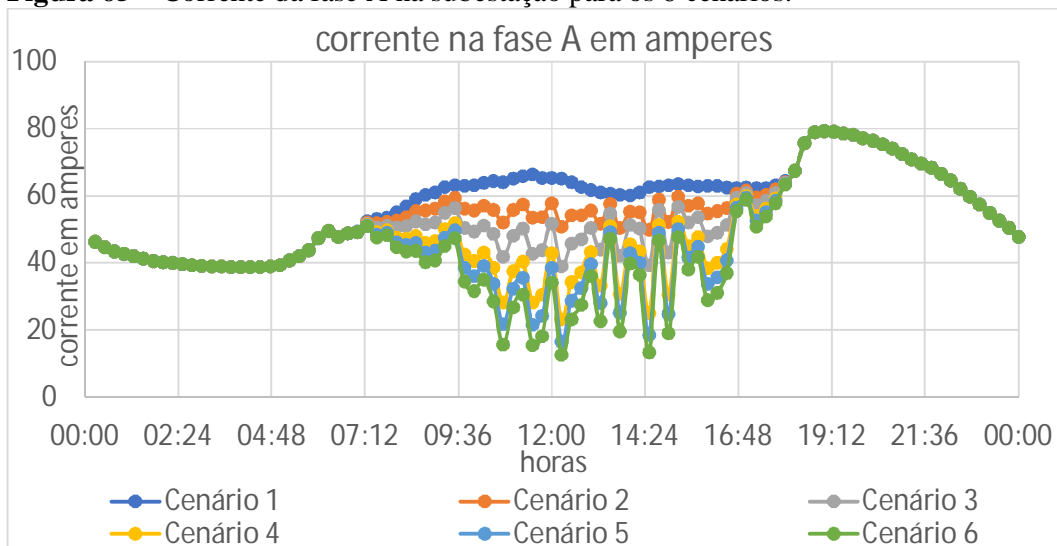


Fonte: Próprio autor.

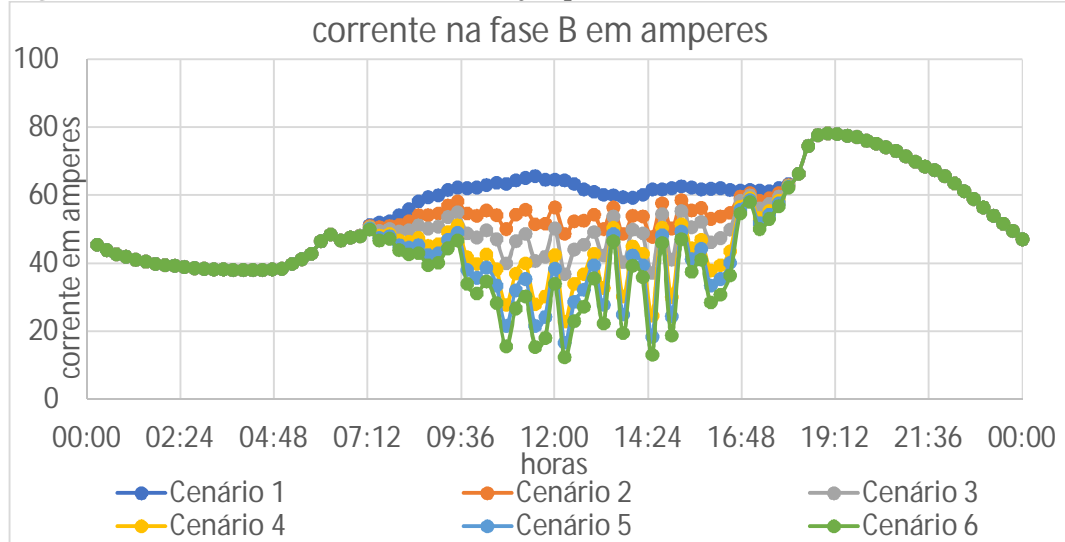
Paralelamente ao impacto na tensão, observou-se que a inserção de GFs causou uma diminuição na corrente e na potência de saída da subestação à medida que ia se mudando os cenários no sistema. A Figura 65, Figura 66 e Figura 67 ilustra o comportamento da corrente e a Figura 68 a potência ativa total na subestação ao longo de um dia, 24 horas, para os 6 cenários. Lembrando que o comportamento da corrente na subestação foi visto no capítulo 3, 4 e 5 através da equação (26) e chega-se a esta mesma conclusão, quanto maior a inserção de GD menor a corrente na subestação (considerando na subestação o fluxo direto de potência). Em se tratando da potência ativa na subestação, Figura 68, nota-se que ela praticamente zera as 12:15 horas, pois, apesar da potência ativa gerada pelas GFs ser superior à potência ativa consumida pelas cargas nas respectivas barras, há cargas sem a presença de GFs, transformadores particulares, por isso não se nota um fluxo reverso na subestação.

Apesar de não existir fluxo de potência reverso na subestação, há inversão de fluxo no ponto em vermelho, referente a localidade indicada na Figura 56, com a inserção do cenário 5 e 6, ou seja, com 80% e 100% de GF conectada nos transformadores da concessionária deste alimentador aparecerá um fluxo de potência reverso nas linhas LMTA 35494 e LMTA 37916, visualmente melhor observadas na Figura 69, indicado pelas setas que estão indicadas em outro sentido nas Figura 63 e Figura 64, linha em vermelho.

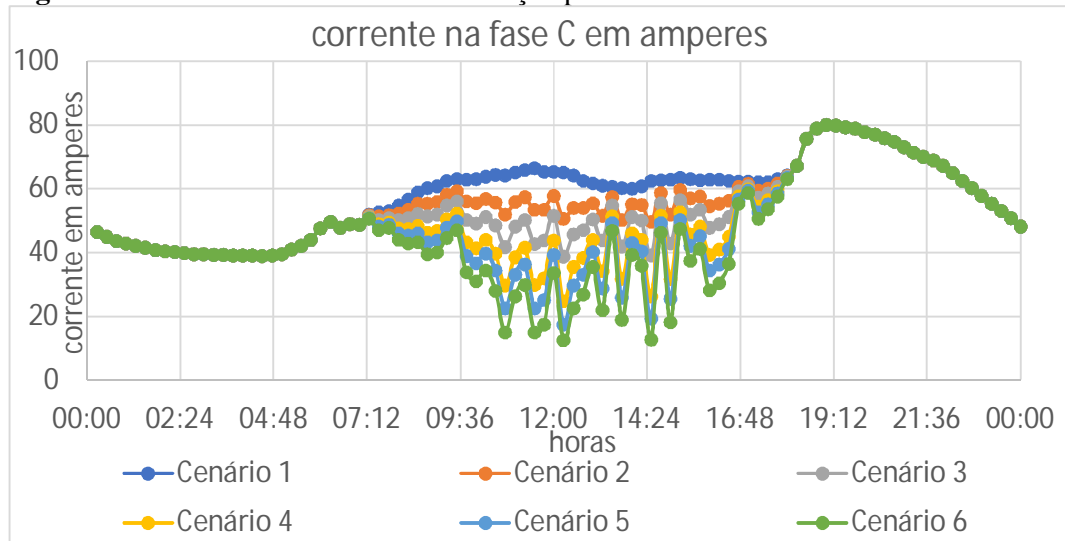
Figura 65 – Corrente da fase A na subestação para os 6 cenários.



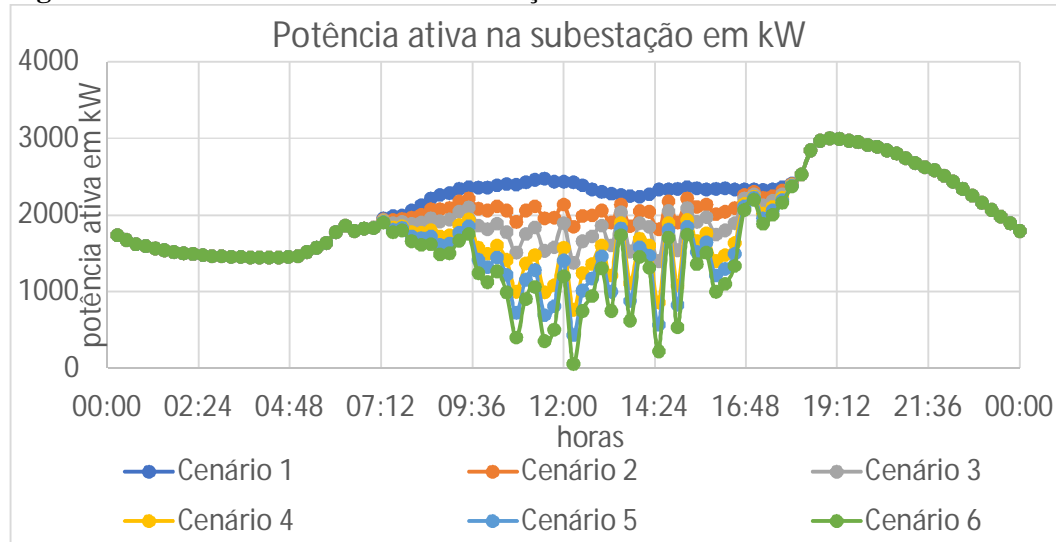
Fonte: Próprio autor.

Figura 66 - Corrente da fase B na subestação para os 6 cenários.

Fonte: Próprio autor.

Figura 67 - Corrente da fase C na subestação para os 6 cenários.

Fonte: Próprio autor.

Figura 68 – Potência ativa total na subestação.

Fonte: Próprio autor.

Para analisar o comportamento do sistema durante um curto-circuito, foi provocada uma falta na barra 37916, MT, trifásica de resistência de falta igual a zero ohms. Foi escolhida esta barra para observar como a corrente de curto-circuito nos dispositivos a jusante da falta poderia ser modificada, já que esta barra está no meio do alimentador, ponto em vermelho na Figura 56 e ampliado na Figura 69 e é neste ponto que após a inserção do cenário 5 ocorre o fluxo reverso nas linhas LMTA 35949 e LMTA 37916, Figura 69, em regime.

Figura 69 – Ponto de falta ampliado.

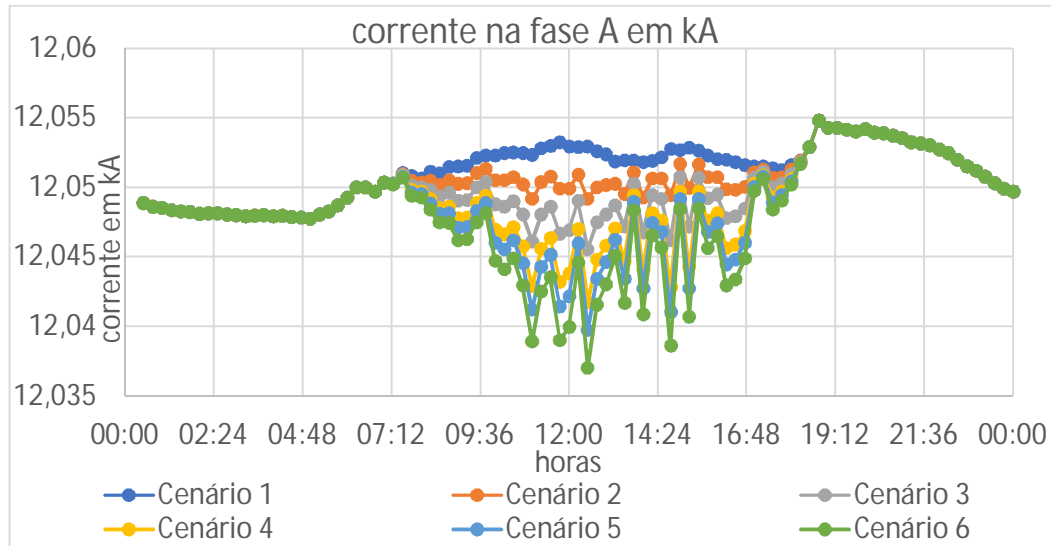


Fonte: Próprio autor.

As correntes de curto-circuito nas fases A, B e C da subestação são ilustradas na Figura 70, Figura 71 e Figura 72, respectivamente. Observa-se que a corrente nas três fases diminui com a evolução dos cenários. Portanto, conclui-se que, assim como na equação (31) e nos resultados dos capítulos 4 e 5, a corrente na subestação diminui à medida que é inserida GD no sistema.

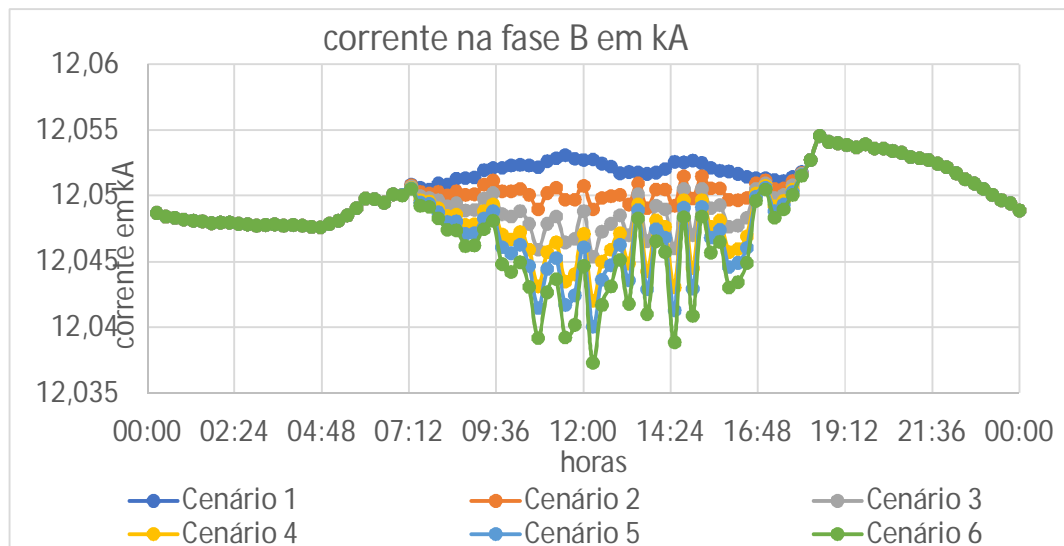
Na subestação, essa diminuição na corrente é pequena, aproximadamente 16 amperes no caso mais severo (12:15 horas), proporcionando a atuação do dispositivo de proteção presente neste local praticamente no mesmo tempo em que foi configurado para o sistema sem GD.

Figura 70 – Corrente de curto-circuito na fase A da subestação.



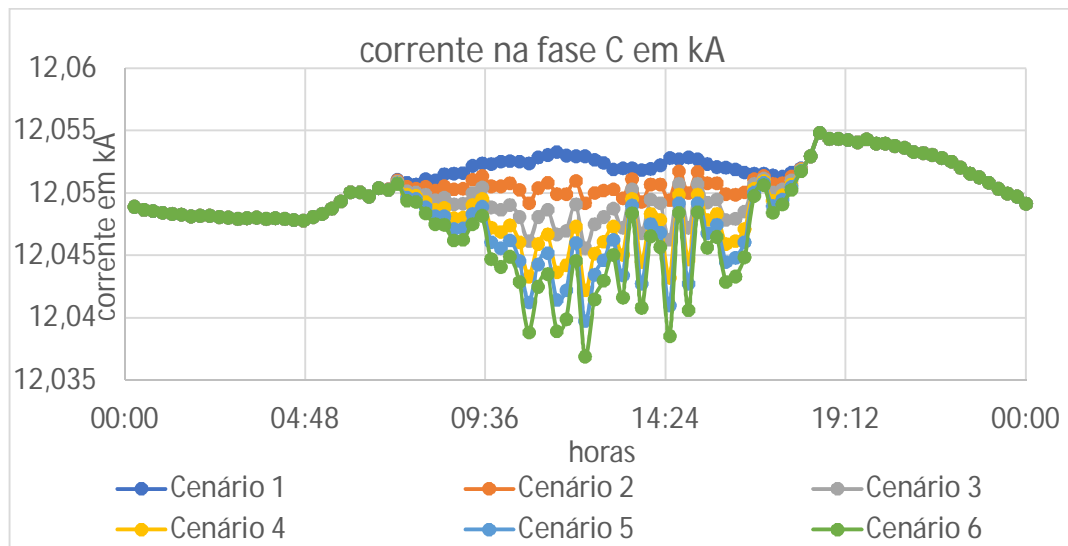
Fonte: Próprio autor.

Figura 71 - Corrente de curto-circuito na fase B da subestação.



Fonte: Próprio autor.

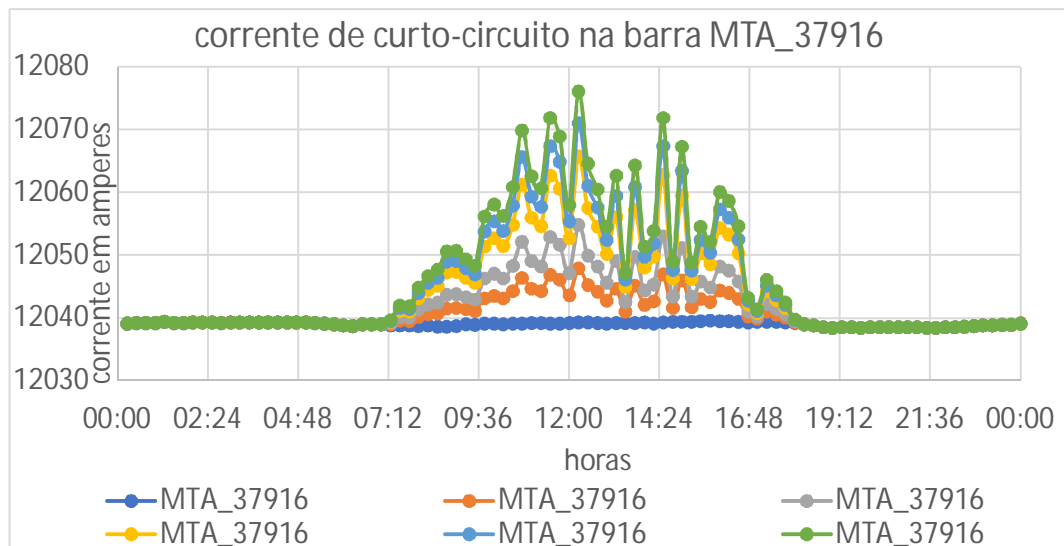
Figura 72 - Corrente de curto-circuito na fase C da subestação.



Fonte: Próprio autor.

Devido ao aumento da tensão nas barras, Figura 59 à Figura 64, observa-se que a corrente de curto-circuito na barra 37916 também aumenta conforme apresentado na Figura 73. Além disso, as GFs passam a contribuir para a falta elevando ainda mais esta corrente conforme observado na equação (31).

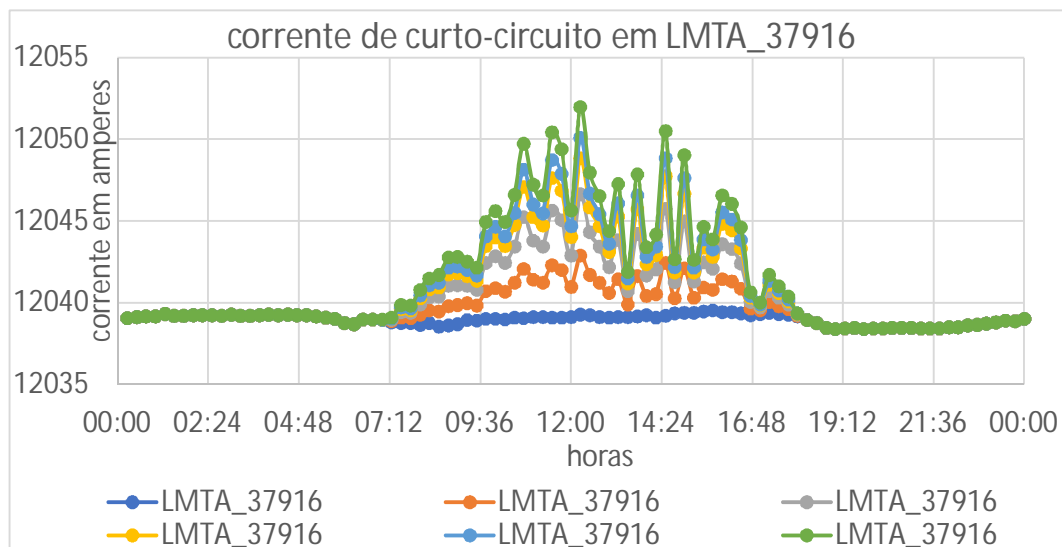
Figura 73 – Corrente de curto-circuito na barra MTA_37916.



Fonte: Próprio autor.

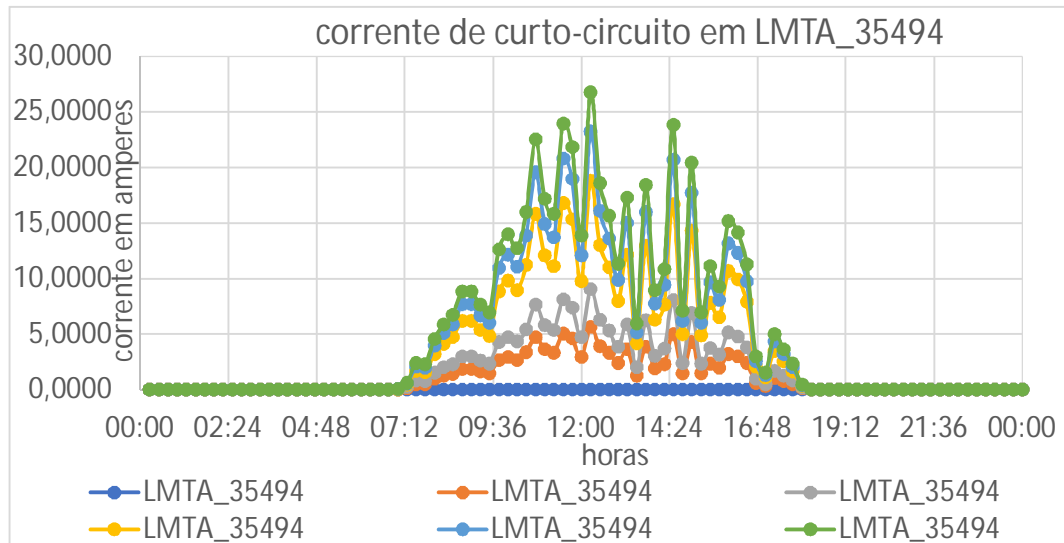
Considerando que nas linhas LMTA 36916 e LMTA 35494, Figura 69, há dispositivos de proteção contra sobrecorrentes A e B respectivamente, tem-se que para esta falta a corrente que passa por A aumenta quando há GF conectada ao sistema, Figura 74. No dispositivo B, apesar de estar à jusante da falta também irá aparecer uma corrente de curto-circuito circulando por ele, Figura 75. Porém, no dispositivo B o maior nível de corrente observado no momento da falta, 26,77 A, é menor do que o maior nível de corrente observado para o sistema operando em regime, Figura 76, que é 30 A. Portanto o sistema de proteção atuará de forma coordenada, mantendo a característica de sistema radial

Figura 74 – Corrente de curto-circuito na fase A em LMTA_37916.



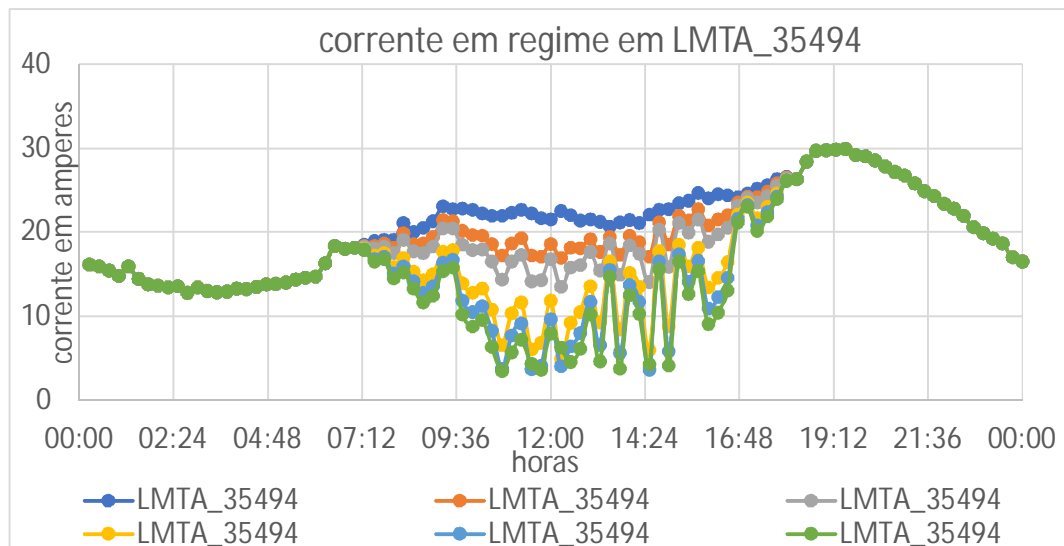
Fonte: Próprio autor.

Figura 75 - Corrente de curto-circuito na fase A em LMTA_35494.



Fonte: Próprio autor.

Figura 76- Corrente em regime na fase A em LMTA_35494.



Fonte: Próprio autor.

6.3.1 Discussão dos resultados da seção 6.3

Por se tratar de um alimentador real com baixo nível de carregamento, a inserção de geração também foi baixa. Isso contribuiu para que a tensão no sistema não atingisse níveis inadequados, superior a 1,05 pu. Este fato fica evidente também na contribuição

da corrente de curto-circuito. Por se tratarem de geradores pequenos, a corrente que é injetada durante a falta é pequena causando uma diminuição na corrente da subestação muito pequena.

Apesar disso, pode-se afirmar que para este alimentador a inserção de GF contribuiu para diminuir as perdas do sistema proporcionando uma redução nos custos da energia.

7 CONCLUSÃO

A análise de sistemas de distribuição contendo GD apresenta uma certa complexidade devido à presença de GDs que possuem configurações e comportamentos específicos como o caso específico das GFs que precisam de um inversor para se conectarem ao sistema.

Tendo em vista esta crescente utilização de GD no sistema e complexidade da GF foram abordados três sistemas distintos para realizar análises do impacto deste tipo de geração nos níveis de curto-circuito e, paralelamente, de tensão em regime permanente.

Portanto, para ilustrar o que foi concluído através das equações foram simulados três sistemas distintos. No sistema de 17 barras tem-se que a tensão em algumas barras extrapolam o limite de tensão, o que não é observado no segundo, pelo fato de apresentar regulador de tensão, e nem no terceiro por ser um sistema de carregamento leve (consequentemente geradores pequenos). Para a corrente de curto-circuito, os três sistemas apresentaram comportamento equivalente, a corrente no transformador/subestação diminui com a presença de GD no sistema durante uma falta. É observado apenas que o nível do impacto nesta corrente dependerá do carregamento da rede, nível de inserção, localidade da GD e do tipo de falta. Isso ficou evidente nas equações, elas descrevem perfeitamente como a corrente na subestação em regime permanente e sob condições de curto-circuito se comporta com a presença de GD no sistema em função das características específicas do sistema, por exemplo, impedância das linhas, permitindo realizar análises gráficas interessantíssimas do ponto de vista da localidade da GD e do tipo de falta.

Portanto, ao comparar as equações com os resultados deste trabalho tem-se a certeza de que as equações contribuem para entender como a GD influencia na dinâmica operacional do sistema.

8 TRABALHOS FUTUROS

Empregar os tipos de controles descritos na norma 1547 de 2018 (IEEE Std 1547, 2018) e verificar quais os impactos desta nova abordagem para geradores distribuídos, pois pode ser que a GD assume uma das quatro características durante a condição de pré-falta podendo interferir de forma mais incisiva no nível de curto-circuito do sistema.

Analisar o comportamento dos dispositivos de proteção em redes de distribuição considerando a inserção de GFs propondo reajustes dos dispositivos de proteção para que eles possam atuar de forma eficiente.

Acrescentar outros tipos de geradores, principalmente os síncronos que apresentam maior contribuição para a corrente de falta, para observar o comportamento do sistema de proteção.

REFERÊNCIAS

- FELOW, A. G.; BHRAMA, S. Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system. In: . 2001 LARGE ENGINEERING SYSTEMS CONFERENCE ON POWER ENGINEERING - LESCOPE 01, 2001, Halifax. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2001. p. 115-119.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Nota técnica .0056/2017-SRD/ANEEL**. Brasília, DF, 2017.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução normativa nº 482**. Brasília, DF, 2012.
- PETEAN, D. **Metodologia para avaliação da influência de geradores distribuídos nos níveis de curto-circuito em sistemas de distribuição de energia**. 2014. 145 f. Tese (Doutorado em Ciências) - Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, 2014.
- DIGSILENT POWER FACTORY. **Static generator**. [S. l.]: Technical Reference Documentation, 2018a.
- DIGSILENT POWER FACTORY. **Single phase two winding transformer: Elm Tr2, Typ Tr2**. . [S. l.]: Technical Reference Documentation, 2018b.
- DEPARTAMENTO DE INFORMAÇÕES E ESTUDOS ENERGÉTICOS - DIE/MME, **Energia solar no Brasil e mundo**. [s. l.], 2017
- ELEKTRO. **Norma ND. 78**: proteção de redes aéreas de distribuição. [S. l.], 2014.
- FUNMILAYO, H. B.; BUTLE-PURRY, K. L. An approach to mitigate the impact of distributed generation on the overcurrent protection schrme for radioal feeders. In: POWER SYSTEMS CONFERENCE AND EXPOSITION, IEEE/PES, 2009, Seattle. **Proceedings..** Piscataway: IEEE, 2009. p. 1-11.
- HOOSHYAR, H.; BARAN, M. E. Fault analysis on distribution feeders with high penetration of PV systems. **IEEE Trans. Power Syst.**, Piscataway, v. 28, n. 3, p. 2890–2896, 2013.
- IEEE. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. **IEEE Std 1547**. Piscataway, 2018.
- IEEE. IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection. **IEEE Std 1547.7**. Piscataway, 2013.
- IEEE. IEEE 13-Node Test Feeder. Piscataway, 2006. Disponível em: <[http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/test feeders/,2006](http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/test%20feeders/2006)>. Acesso em: 8 fev. 2018.
- IEEE. IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems. **Revision of IEEE Std 929-1988**. Piscataway, 2000.

KAUHANIEMI, K.; KNMPNLAINEN, K. **Impact of distributed generation on the protection of distribution networks**. Stevenage: The IEE, Michael Faraday House, Six Hills Way, Sgi 2ay, 2009.

MASHAU, T. et al. Impact of distributed generation on protection coordination in a radial distribution feeder. In: INTERNATIONAL UNIVERSITY'S POWER ENGINEERING CONFERENCE (UPEC), 46th, 2011, [S. l.]. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2011.

MOMANI, T, A.; HARB, A.; AMOURA, F. Impact of photovoltaic systems on voltage profile and power losses of distribution networks in Jordan. In: THE INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY CONGRESS, 8th, 2017. Amman. **Proceedings...** [S. l. : s. n.], 2017. p. 2–7.

MOTABARIAN, F.; ALIAKBAR, M.; HAJAGHASI, S. Surveying the effect of distributed generation (DG) on over current protection in radial distribution system. In: CONFERENCE ELECTRICAL POWER DISTRIBUTION NETWORKS (EPDC), 18th, 2013, Kermanshah. **Proceedings...** [S. l.: s. n.], 2013.

NIMPITIWAN, N. et al. Fault current contribution from synchronous machine and inverter based distributed generators. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 22, p. 634-641, 2007.

MANDITEREZA, P. T.; BANSAL, R. Renewable distributed generation: the hidden challenges: a review from the protection perspective. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Kidlington, v. 58, p. 1457–1465, 2016.

RIBEIRO, P.; FERREIRA, F.; MEDEIROS, F. Geração distribuída e impacto na qualidade de energia. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA - S BQEE, 6., 2005, Belém. **Anais...** [S. l.: s. n.], 2005.

MOHAMMADI, P. et al. the impacts of distributed generation on fault detection and voltage profile in power distribution networks. In: IEEE INTERNATIONAL POWER MODULATOR AND HIGH VOLTAGE CONFERENCE (IPMHVC), 2014, Santa Fe. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2014. p. 191-196.

PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL (PRODIST). **Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**. [s. l.], 2018.

PAIVA, R. R. C. **Fluxo de potência ótimo em redes de distribuição de energia com a presença de geração distribuída**: um novo algoritmo para auxiliar a análise do perfil de tensão. 2006. Dissertação (Mestre em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2006.

MOREIRA, S. G.; KALACHE, N.; PASCHOARELI, D. J. Improving the hosting capacity of photovoltaic distributed generators in low voltage distribution systems by using demand response. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENVIRONMENT AND ELECTRICAL ENGINEERING, 17th, 2017, Milan. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2017. p. 1-6.

SEVERINO, M. M.; CAMARGO, I. M. T.; OLIVEIRA, M. A. G. Geração Distribuída: Discussão Conceitual e Nova Definição. **Revista Brasileira de Energia**, Campinas, v. 14, n. 1, p. 47-69, 2008.

TANG, Y. et al. Impact of PV inverter penetration on voltage profile and power loss in medium voltage distribution systems. In: IEEE WORKSHOP ON CONTROL AND MODELING FOR POWER ELECTRONICS (COMPEL), 17th, 2016, Trondheim. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2016. p. 1869-1874.

TANG, Y. et al. Impact of PV inverter penetration on voltage profile and power loss in medium voltage distribution systems. In: IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE (PVSC), 43rd, 2016, Portland. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2016.

VASUDEVAN, K.; ATLA, C. S. R.; BALARAMAN, K. Impact of dispersed solar rooftop generation over the voltage profile in Distribution System. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER AND ADVANCED CONTROL ENGINEERING (ICPACE), 2015, Bangalore. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2015. p. 270–274, 2015.

YAZDANPANAHI, H.; LI, Y. W.; XU, W. A new control strategy to mitigate the impact of inverter-based dgs on protection system. **IEEE Trans. On Smart Grid**, Piscataway, v. 3, n. 3, p. 1-10, 2012.

ZANETTA, L. C. Jr. **Fundamentos de sistemas elétricos de potência**. São Paulo: Livraria da Física, 2006.

ANEXO A – Dados dos sistemas testes usados nos capítulo 6

A.1 SISTEMA DE 17 BARRAS.

A Tabela 21 relaciona o nome da carga com a sua potência nominal, bem como o seu fator de potência. Além disso nesta tabela estão relacionados também os trechos das linhas e seus respectivos comprimentos.

Tabela 21 - Dados de carga e comprimento das seções do sistema teste.

Barras	Potência da Carga / Fator de Potência(ind)	Linha / comprimento(m)
1	3,6 kVA/ 0,95	1 / 35,46
2	3,6 kVA / 0,95	2 / 27,31
3	2,04 kVA/ 0,95	3 / 25,14
4	1,26 kVA/ 0,95	4 / 36,15
5	3,6 kVA/ 0,95	5 / 23,45
6	1,41 kVA/ 0,95	6 / 12,23
7	2,16 kVA/ 0,95	7 / 29,28
8	1,26 kVA/ 0,95	8 / 6,93
9	2,16 kVA/ 0,95	9 / 7,04
10	1,26 kVA/ 0,95	10 / 23,97
11	3,6 kVA/ 0,95	11 / 28,91
12	6 kVA/ 0,95	12 / 28,91
13	1,26 kVA/ 0,95	13 / 37,07
14	2,16 kVA/ 0,95	14 / 39,46
15	1,26 kVA/ 0,95	15 / 35,33
16	2,16 kVA/ 0,95	- / -

Fonte: Próprio autor.

A resistência e reatância de sequência positiva é, respectivamente, 0,4281 ohm/km e 0,0513 ohm/km, e de sequência zero 0,2 ohm/km e 0,03 ohm/km.

A.2 Sistema de 13 barras do IEEE.

A Figura 25 ilustra o diagrama unifilar do sistema de 13 barras do IEEE utilizado nas simulações com o software DIGSILENT®. Na Tabela 22 contém os dados das linhas subterrâneas deste sistema e na Tabela 23 os dados das linhas aéreas.

Na Tabela 24 estão os dados dos segmentos das linhas, na Tabela 25 os dados referentes aos bancos de capacitores, a Tabela 26 os dados do regulador de tensão, na Tabela 27 os dados dos transformadores, na Tabela 28 os dados das cargas e na Tabela 29 dados da carga distribuída ao longo do trecho entre a barra 632 e 671.

Tabela 22 – Dados das linhas subterrâneas.

Configuração	Fase	Cabo	Neutro	Space ID
606	A B C N	250.000 AA, CN	Não	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520

Fonte: (IEEE 13 Node, 2006)

Tabela 23 – Dados das linhas aéreas.

Configuração	Fase	Fase	Neutro	Spacing
		ACSR	ACSR	ID
601	B A C N	556.500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
604	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510

Fonte: (IEEE 13 Node, 2006)

Tabela 24 – Dados dos seguimentos de linha.

NÓ A	NÓ B	Comprimento (ft.)	Configuração
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	0	XFM-1
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	0	Chave
684	611	300	605
692	675	500	606

Fonte: (IEEE 13 Node, 2006).

Tabela 25 – Dados dos capacitores.

Nó	Fase A	Fase B	Fase C
	kVAr	kVAr	kVAr
675	200	200	200
611			100
total	200	200	300

Fonte: (IEEE 13 Node, 2006).

Tabela 26 – Dados do regulador.

Regulador ID	1		
Segmento de linha	650 - 632		
Localização	650		
Fases	A B C		
Conexão	3-Ph, LG		
Fases monitoradas	A B C		
Largura de banda	2 volts		
Proporção PT	20		
Valor do CT do primário	700		
Compensação	Fase A	Fase B	Fase C
Ajuste de R	3	3	3
Ajuste de x	9	9	9
Nível de tensão	122	122	122

Fonte: (IEEE 13 Node, 2006)

Tabela 27 – Dados dos transformadores.

	kVA	kV – alta	kV – baixa	R – (%)	X – (%)
Subestação	5000	115 -D	4,16 Gr. Y	1	8
XFM-1	500	4,14 – Gr. W	0.48 – Gr. W	1.1	2

Fonte: (IEEE 13 Node, 2006).

Tabela 28 – Dados das cargas.

Nó	Carga	Fase 1	Fase1	Fase 2	Fase 2	Fase 3	Fase3
	Modelo	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
634	Y - PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y - PQ	0	0	170	125	0	0
646	D - Z	0	0	230	132	0	0
652	Y - Z	128	86	0	0	0	0
671	D - Q	385	220	385	220	385	220
675	Y - PQ	485	190	68	60	290	212
692	D - I	0	0	0	0	170	151
611	Y - I	0	0	0	0	170	80
	TOTAL	1158	606	973	627	1135	753

Fonte: (IEEE 13 Node, 2006)

Tabela 29 – Dado da carga distribuída.

NÓ A	NÓ B	Carga	Fase 1	Fase 1	Fase 2	Fase 2	Fase 3	Fase 3
		Modelo	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
632	671	Y -PQ	17	10	66	38	117	68

Fonte: (IEEE 13 Node, 2006)

Na Tabela 30 está contido a barra de conexão, o número de fase e a potência ativa nominal dos geradores fotovoltaicos.

Tabela 30 – Dados das gerações fotovoltaicas.

Barra de conexão	Fases de conexão	Potência nominal (kW)
634	Trifásica	400
645	Monofásica – fase B	170
646	Bifásica – fases B e C	230
652	Monofásica – A	128
671	Trifásica	1055
675	Trifásica	843
692	Bifásica – fases A e C	170
611	Monofásica – fase C	170

Fonte: (IEEE 13 Node, 2006)

A.3 ALIMENTADOR 0324 DE CUENCA-EQUADOR.

Para que seja possível modelar o sistema do alimentador 0324 de Cuenca-Ecuador deve-se considerar as características das linhas da tabela 31. Na tabela 32 tem-se as construções das linhas, onde chr_name corresponde a barra i e a barra j de conexão da linha. Os outros nomes dos cabeçalhos destas duas tabelas estão na lista de símbolos.

Tabela 31 – Características das linhas.

ID	loc_name	uline	sline	ncsub	dsubc	rpha	tmax	diaco
COO0017	AAA.5005	22	0,1	1	0,1	1,5789	20	4,7962
COO0030	ACSR.4	22	0,14	1	0,1	1,353	20	6,5278
COO0031	ACSR.2	22	0,184	1	0,1	0,8507	20	8,01
COO0032	ACSR.1/0	22	0,242	1	0,1	0,5351	20	10,11
COO0033	ACSR.2/0	22	0,276	1	0,1	0,4245	20	11,34
COO0034	ACSR.3/0	22	0,315	1	0,1	0,3367	20	12,75
COO0035	ACSR.4/0	22	0,383	1	0,1	0,2671	20	14,31
COO0036	ACSR.266.8	22	0,460	1	0,1	0,2131	20	16,31
COO0038	ASC.4	22	0,138	1	0,1	1,3268	20	5,89
COO0039	ASC.2	22	0,185	1	0,1	0,8529	20	7,42
COO0040	ASC.1/0	22	0,247	1	0,1	0,5358	20	9,36

Fonte: próprio autor.

Tabela 32 – Dados das linhas.

ID	loc_name	chr_name	dline	pCondCir	pCondGnd
LMTA_59195	LMTA_59195	59194 - 59195	0,000299608	COO0030	COO0030
LMTA_59198	LMTA_59198	25711 - 59198	0,015007207	COO0032	COO0032
LMTA_59200	LMTA_59200	25711 - 59200	0,02176005	COO0030	COO0030
LMTA_58175	LMTA_58175	25292 - 58175	0,000724864	COO0030	COO0030
LMTA_58176	LMTA_58176	25317 - 58176	0,002011424	COO0030	COO0031
LMTA_58177	LMTA_58177	25324 - 58177	0,144034478	COO0032	COO0032
LMTA_58178	LMTA_58178	59187 - 58178	0,000858362	COO0030	COO0030
LMTA_58179	LMTA_58179	59463 - 58179	0,017773171	COO0031	COO0031
LMTA_58181	LMTA_58181	55820 - 58181	0,000867316	COO0030	COO0030
LMTA_58182	LMTA_58182	59461 - 58182	0,000300188	COO0030	COO0030
LMTA_27761	LMTA_27761	27752 - 27761	0,000251114	COO0030	COO0030
LMTA_58902	LMTA_58902	25313 - 58902	0,183987032	COO0030	COO0030
LMTA_59187	LMTA_59187	58177 - 59187	0,000728774	COO0030	COO0030
LMTA_59192	LMTA_59192	30018 - 59192	0,004859826	COO0032	COO0033
LMTA_59193	LMTA_59193	59192 - 59193	0,044861165	COO0032	COO0033
LMTA_59194	LMTA_59194	59192 - 59194	0,000299608	COO0030	COO0030
LMTA_335019	LMTA_335019	336073 - 335019	0,035024234	COO0031	COO0031
LMTA_335020	LMTA_335020	335019 - 335020	0,028531642	COO0031	COO0031
LMTA_335021	LMTA_335021	335020 - 335021	0,000639096	COO0031	COO0031
LMTA_326060	LMTA_326060	326059 - 326060	0,000234359	COO0031	COO0031
LMTA_264635	LMTA_264635	264634 - 264635	0,000300011	COO0031	COO0031
LMTA_264638	LMTA_264638	264623 - 264638	0,000299936	COO0031	COO0031
LMTA_264639	LMTA_264639	264638 - 264639	0,000300083	COO0031	COO0031
LMTA_264640	LMTA_264640	264621 - 264640	0,000299962	COO0031	COO0031
LMTA_264641	LMTA_264641	264640 - 264641	0,000300076	COO0031	COO0031
LMTA_279386	LMTA_279386	264625 - 279386	0,044464243	COO0031	COO0030
LMTA_279387	LMTA_279387	279386 - 279387	0,0176365	COO0031	COO0030
LMTA_299053	LMTA_299053	32306 - 299053	0,063244821	COO0034	COO0032
LMTA_299055	LMTA_299055	299053 - 299055	0,01952724	COO0034	COO0032
LMTA_299056	LMTA_299056	299053 - 299056	0,078935437	COO0034	COO0032
LMTA_299058	LMTA_299058	299055 - 299058	0,000299992	COO0031	COO0031
LMTA_299059	LMTA_299059	299058 - 299059	0,000300028	COO0031	COO0031
LMTA_296415	LMTA_296415	37913 - 296415	0,044136949	COO0034	COO0031
LMTA_296416	LMTA_296416	296415 - 296416	0,059093768	COO0034	COO0031
LMTA_296421	LMTA_296421	296415 - 296421	0,019492182	COO0031	COO0031
LMTA_296422	LMTA_296422	296409 - 296422	0,019906385	COO0030	COO0031
LMTA_296423	LMTA_296423	296413 - 296423	0,000249995	COO0031	COO0031
LMTA_296424	LMTA_296424	296423 - 296424	0,000250072	COO0031	COO0031
LMTA_296425	LMTA_296425	296416 - 296425	0,000249956	COO0031	COO0031
LMTA_296426	LMTA_296426	296425 - 296426	0,000250071	COO0031	COO0031
LMTA_56478	LMTA_56478	56477 - 56478	0,000115732	COO0032	COO0032
LMTA_22712	LMTA_22712	32306 - 22712	0,089141668	COO0034	COO0032
LMTA_132080	LMTA_132080	132079 - 132080	0,000500083	COO0031	COO0031
LMTA_167747	LMTA_167747	92704 - 167747	0,041312312	COO0034	COO0032
LMTA_167750	LMTA_167750	167751 - 167750	0,052407749	COO0034	COO0032
LMTA_167751	LMTA_167751	192046 - 167751	0,000355224	COO0034	COO0032
LMTA_169979	LMTA_169979	169980 - 169979	0,053415066	COO0034	COO0034
LMTA_22837	LMTA_22837	21683 - 22837	0,236616913	COO0034	COO0030
LMTA_22847	LMTA_22847	68183 - 22847	0,00196432	COO0034	COO0030
LMTA_169984	LMTA_169984	169980 - 169984	0,000377138	COO0034	COO0034
LMTA_169985	LMTA_169985	169984 - 169985	0,000375637	COO0034	COO0034
LMTA_181500	LMTA_181500	58177 - 181500	0,039467273	COO0032	COO0032

LMTA_184026	LMTA_184026	21467 - 184026	0,16468074	COO0032	COO0030
LMTA_22709	LMTA_22709	21479 - 22709	0,103325459	COO0031	COO0030
LMTA_253042	LMTA_253042	253040 - 253042	0,034528395	COO0031	COO0031
LMTA_253045	LMTA_253045	228194 - 253045	0,038470239	COO0034	COO0031
LMTA_253090	LMTA_253090	39246 - 253090	0,078190165	COO0032	COO0032
LMTA_264624	LMTA_264624	27755 - 264624	0,030632337	COO0031	COO0031
LMTA_192046	LMTA_192046	192047 - 192046	0,036790295	COO0034	COO0032
LMTA_192047	LMTA_192047	32199 - 192047	0,031004694	COO0034	COO0032
LMTA_13213	LMTA_13213	15831 - 13213	0,062932842	COO0030	COO0030
LMTA_13215	LMTA_13215	13213 - 13215	0,004632441	COO0030	COO0030
LMTA_13220	LMTA_13220	13213 - 13220	0,040246654	COO0030	COO0030
LMTA_14421	LMTA_14421	14420 - 14421	0,00029988	COO0030	COO0030
LMTA_15032	LMTA_15032	15831 - 15032	0,000596235	COO0030	COO0030
LMTA_15829	LMTA_15829	13213 - 15829	0,011228559	COO0030	COO0030
LMTA_15830	LMTA_15830	25316 - 15830	0,110808626	COO0030	COO0030
LMTA_15831	LMTA_15831	15830 - 15831	0,065061785	COO0030	COO0030
LMTA_2046	LMTA_2046	26295 - 2046	0,002711577	COO0034	COO0030
LMTA_70085	LMTA_70085	179548 - 70085	0,000904527	COO0030	COO0030
LMTA_27760	LMTA_27760	32200 - 27760	0,000249756	COO0030	COO0030
LMTA_226035	LMTA_226035	226034 - 226035	0,063385277	COO0032	COO0032
LMTA_226038	LMTA_226038	37940 - 226038	0,006587817	COO0032	COO0032
LMTA_226039	LMTA_226039	226040 - 226039	0,052242558	COO0032	COO0032
LMTA_226040	LMTA_226040	226038 - 226040	0,000766214	COO0032	COO0032
LMTA_26295	LMTA_26295	21674 - 26295	0,039759981	COO0034	COO0030
LMTA_26803	LMTA_26803	26295 - 26803	0,00024273	COO0034	COO0030
LMTA_26804	LMTA_26804	26803 - 26804	0,000257951	COO0034	COO0030
LMTA_9821	LMTA_9821	9820 - 9821	0,000149576	COO0030	COO0030
LMTA_9820	LMTA_9820	39245 - 9820	0,000150233	COO0030	COO0030
LMTA_21327	LMTA_21327	25250 - 21327	0,050972133	COO0032	COO0031
LMTA_21466	LMTA_21466	21327 - 21466	0,043745004	COO0032	COO0030
LMTA_21467	LMTA_21467	21466 - 21467	0,043090925	COO0032	COO0030
LMTA_21468	LMTA_21468	21466 - 21468	0,000865434	COO0032	COO0030
LMTA_39509	LMTA_39509	40259 - 39509	0,037494842	COO0034	COO0032
LMTA_39592	LMTA_39592	37912 - 39592	0,018543526	COO0034	COO0032
LMTA_40259	LMTA_40259	39592 - 40259	0,111296369	COO0034	COO0032
LMTA_336073	LMTA_336073	38911 - 336073	0,013738535	COO0032	COO0032
LMTA_336074	LMTA_336074	336073 - 336074	0,031339221	COO0032	COO0032
LMTA_37675	LMTA_37675	253091 - 37675	0,066527917	COO0032	COO0031
LMTA_4162	LMTA_4162	4177 - 4162	0,096149651	COO0032	COO0032
LMTA_4177	LMTA_4177	169979 - 4177	0,000263964	COO0032	COO0032
LMTA_5334	LMTA_5334	25266 - 5334	0,105317494	COO0032	COO0032
LMTA_5336	LMTA_5336	22719 - 5336	0,000857749	COO0030	COO0032
LMTA_5338	LMTA_5338	59461 - 5338	0,001753169	COO0030	COO0030
LMTA_5341	LMTA_5341	25316 - 5341	0,000422744	COO0030	COO0030
LMTA_9850	LMTA_9850	25706 - 9850	0,039857814	COO0032	COO0032
LMTA_9851	LMTA_9851	9850 - 9851	0,062402598	COO0032	COO0032
LMTA_327295	LMTA_327295	299056 - 327295	0,001006878	COO0031	COO0031
LMTA_38569	LMTA_38569	228194 - 38569	0,000587031	COO0030	COO0030
LMTA_39514	LMTA_39514	33438 - 39514	0,00025048	COO0030	COO0030
LMTA_15939	LMTA_15939	226039 - 15939	0,029008155	COO0031	COO0030
LMTA_15940	LMTA_15940	15939 - 15940	0,000200172	COO0031	COO0031
LMTA_15943	LMTA_15943	15940 - 15943	0,00019992	COO0031	COO0031
LMTA_56557	LMTA_56557	253048 - 56557	0,068557342	COO0034	COO0032
LMTA_37912	LMTA_37912	37911 - 37912	0,08633985	COO0034	COO0032
LMTA_264375	LMTA_264375	264374 - 264375	0,043613995	COO0031	COO0031

LMTA_264637	LMTA_264637	264636 - 264637	0,000299927	COO0031	COO0031
LMTA_264644	LMTA_264644	264654 - 264644	0,000300014	COO0031	COO0031
LMTA_264646	LMTA_264646	264375 - 264646	0,000299984	COO0031	COO0031
LMTA_261342	LMTA_261342	318257 - 261342	7,70048E-05	COO0032	COO0030
LMTA_27762	LMTA_27762	37912 - 27762	0,1123987	COO0034	COO0032
LMTA_318257	LMTA_318257	261341 - 318257	8,17485E-05	COO0032	COO0030
LMTA_33429	LMTA_33429	37912 - 33429	0,024443485	COO0034	COO0032
LMTA_228193	LMTA_228193	253041 - 228193	0,04136072	COO0034	COO0031
LMTA_96940	LMTA_96940	132077 - 96940	0,00097281	COO0034	COO0032
LMTA_132074	LMTA_132074	96940 - 132074	0,318407894	COO0034	COO0032
LMTA_132077	LMTA_132077	132078 - 132077	0,150720673	COO0034	COO0032
LMTA_132078	LMTA_132078	39505 - 132078	0,06546686	COO0034	COO0032
LMTA_132079	LMTA_132079	132078 - 132079	0,000500002	COO0031	COO0031
LMTA_226032	LMTA_226032	5334 - 226032	0,006693389	COO0032	COO0032
LMTA_226034	LMTA_226034	226032 - 226034	0,000796612	COO0032	COO0032
LMTA_70087	LMTA_70087	305437 - 70087	0,000123148	COO0031	COO0031
LMTA_70781	LMTA_70781	39505 - 70781	0,000840423	COO0034	COO0030
LMTA_70782	LMTA_70782	70781 - 70782	0,000808155	COO0031	COO0030
LMTA_92704	LMTA_92704	28774 - 92704	0,050150463	COO0034	COO0032
LMTA_92705	LMTA_92705	92704 - 92705	0,019638381	COO0031	COO0031
LMTA_126324	LMTA_126324	22831 - 126324	0,039952512	COO0031	COO0031
LMTA_126325	LMTA_126325	126324 - 126325	0,009226258	COO0031	COO0030
LMTA_126326	LMTA_126326	126324 - 126326	0,013020781	COO0031	COO0030
LMTA_126327	LMTA_126327	126325 - 126327	8,39387E-05	COO0031	COO0039
LMTA_126328	LMTA_126328	126327 - 126328	9,66194E-05	COO0031	COO0039
LMTA_132073	LMTA_132073	132074 - 132073	0,122514989	COO0034	COO0032
LMTA_25294	LMTA_25294	25708 - 25294	0,000904559	COO0030	COO0030
LMTA_25323	LMTA_25323	15032 - 25323	0,000496568	COO0030	COO0030
LMTA_22135	LMTA_22135	261342 - 22135	0,00010813	COO0032	COO0030
LMTA_22723	LMTA_22723	22722 - 22723	0,045686418	COO0034	COO0030
LMTA_59413	LMTA_59413	226913 - 59413	0,133157942	COO0032	COO0032
LMTA_59418	LMTA_59418	323455 - 59418	0,000858485	COO0030	COO0030
LMTA_59429	LMTA_59429	25295 - 59429	0,000167635	COO0030	COO0030
LMTA_59460	LMTA_59460	25716 - 59460	0,127889733	COO0030	COO0030
LMTA_33337	LMTA_33337	38093 - 33337	0,015980852	COO0030	COO0030
LMTA_36933	LMTA_36933	38093 - 36933	0,024154592	COO0030	COO0031
LMTA_37936	LMTA_37936	38093 - 37936	0,018253089	COO0030	COO0031
LMTA_280410	LMTA_280410	280408 - 280410	0,040664447	COO0032	COO0033
LMTA_280411	LMTA_280411	280408 - 280411	0,000300025	COO0031	COO0031
LMTA_38093	LMTA_38093	22700 - 38093	0,029989869	COO0030	COO0031
LMTA_38912	LMTA_38912	22700 - 38912	0,056303846	COO0030	COO0030
LMTA_32306	LMTA_32306	32201 - 32306	0,026665772	COO0034	COO0032
LMTA_253038	LMTA_253038	38458 - 253038	0,00029999	COO0031	COO0031
LMTA_253039	LMTA_253039	253038 - 253039	0,00029999	COO0031	COO0031
LMTA_253043	LMTA_253043	253042 - 253043	0,000288324	COO0031	COO0031
LMTA_253044	LMTA_253044	253043 - 253044	0,000215137	COO0031	COO0031
LMTA_253081	LMTA_253081	253045 - 253081	0,00041363	COO0031	COO0031
LMTA_253082	LMTA_253082	253047 - 253082	0,000225002	COO0031	COO0031
LMTA_253083	LMTA_253083	253082 - 253083	0,000218375	COO0031	COO0031
LMTA_253084	LMTA_253084	38459 - 253084	0,00029999	COO0031	COO0031
LMTA_253086	LMTA_253086	251022 - 253086	0,015816232	COO0030	COO0030
LMTA_167432	LMTA_167432	299054 - 167432	0,000223387	COO0034	COO0032
LMTA_56205	LMTA_56205	32306 - 56205	0,009183223	COO0034	COO0032
LMTA_59461	LMTA_59461	5335 - 59461	0,000775687	COO0030	COO0030
LMTA_59463	LMTA_59463	25292 - 59463	0,012052985	COO0031	COO0031

LMTA_59464	LMTA_59464	58182 - 59464	0,001272025	COO0030	COO0030
LMTA_132081	LMTA_132081	56205 - 132081	0,190984038	COO0031	COO0031
LMTA_226912	LMTA_226912	226910 - 226912	0,000322197	COO0032	COO0032
LMTA_226913	LMTA_226913	226912 - 226913	0,041269287	COO0032	COO0032
LMTA_228194	LMTA_228194	228195 - 228194	0,042708365	COO0034	COO0031
LMTA_228208	LMTA_228208	167750 - 228208	0,024636454	COO0030	COO0030
LMTA_228210	LMTA_228210	228208 - 228210	0,002374089	COO0030	COO0030
LMTA_21298	LMTA_21298	25252 - 21298	0,022995129	COO0034	COO0030
LMTA_21469	LMTA_21469	21468 - 21469	0,000768183	COO0032	COO0030
LMTA_21473	LMTA_21473	22701 - 21473	0,000724431	COO0030	COO0030
LMTA_21475	LMTA_21475	21467 - 21475	0,000763387	COO0032	COO0030
LMTA_21476	LMTA_21476	21475 - 21476	0,037617604	COO0032	COO0030
LMTA_21477	LMTA_21477	25250 - 21477	0,018183747	COO0030	COO0030
LMTA_21478	LMTA_21478	22721 - 21478	0,017570107	COO0034	COO0030
LMTA_21480	LMTA_21480	21473 - 21480	0,000858571	COO0030	COO0030
LMTA_21674	LMTA_21674	22707 - 21674	0,256826175	COO0034	COO0030
LMTA_21680	LMTA_21680	21327 - 21680	0,018000198	COO0030	COO0030
LMTA_21700	LMTA_21700	5334 - 21700	0,01820679	COO0032	COO0032
LMTA_21979	LMTA_21979	22708 - 21979	0,00020787	COO0030	COO0030
LMTA_22682	LMTA_22682	36933 - 22682	0,063229815	COO0030	COO0031
LMTA_22689	LMTA_22689	22682 - 22689	0,000425212	COO0030	COO0030
LMTA_22693	LMTA_22693	22682 - 22693	0,031247505	COO0030	COO0031
LMTA_22700	LMTA_22700	228211 - 22700	0,027693559	COO0030	COO0031
LMTA_22701	LMTA_22701	22714 - 22701	0,077737936	COO0030	COO0030
LMTA_22714	LMTA_22714	228211 - 22714	0,000525725	COO0030	COO0030
LMTA_228211	LMTA_228211	228210 - 228211	0,050668858	COO0030	COO0030
LMTA_299054	LMTA_299054	299053 - 299054	0,057627218	COO0034	COO0032
LMTA_22695	LMTA_22695	34252 - 22695	0,051124655	COO0030	COO0030
LMTA_22711	LMTA_22711	22710 - 22711	0,02707231	COO0031	COO0031
LMTA_17712	LMTA_17712	39249 - 17712	0,026973646	COO0031	COO0031
LMTA_21472	LMTA_21472	22703 - 21472	0,056645524	COO0030	COO0030
LMTA_37940	LMTA_37940	36947 - 37940	0,105617479	COO0032	COO0032
LMTA_41172	LMTA_41172	34252 - 41172	0,033347952	COO0030	COO0030
LMTA_275993	LMTA_275993	24367 - 275993	0,072574246	COO0031	COO0031
LMTA_275994	LMTA_275994	275993 - 275994	0,001000035	COO0031	COO0031
LMTA_296047	LMTA_296047	33337 - 296047	0,035460482	COO0031	COO0031
LMTA_296048	LMTA_296048	296047 - 296048	0,000250026	COO0031	COO0031
LMTA_296049	LMTA_296049	296048 - 296049	0,000250026	COO0031	COO0031
LMTA_296050	LMTA_296050	37936 - 296050	0,000250005	COO0031	COO0031
LMTA_296051	LMTA_296051	296050 - 296051	0,000250019	COO0031	COO0031
LMTA_179548	LMTA_179548	177642 - 179548	0,08630319	COO0030	COO0030
LMTA_253085	LMTA_253085	253084 - 253085	0,00029999	COO0031	COO0031
LMTA_253088	LMTA_253088	253086 - 253088	0,00029999	COO0031	COO0031
LMTA_253089	LMTA_253089	253088 - 253089	0,00029999	COO0031	COO0031
LMTA_254661	LMTA_254661	126324 - 254661	0,052578969	COO0031	COO0031
LMTA_22688	LMTA_22688	132073 - 22688	0,000655385	COO0034	COO0032
LMTA_22690	LMTA_22690	22692 - 22690	0,000724017	COO0030	COO0030
LMTA_22691	LMTA_22691	22694 - 22691	0,066660535	COO0030	COO0033
LMTA_22692	LMTA_22692	22701 - 22692	0,088644743	COO0030	COO0030
LMTA_22694	LMTA_22694	27765 - 22694	0,000250888	COO0030	COO0030
LMTA_21479	LMTA_21479	22721 - 21479	0,003509287	COO0032	COO0031
LMTA_132075	LMTA_132075	132074 - 132075	0,000500018	COO0031	COO0031
LMTA_23577	LMTA_23577	24438 - 23577	0,000299961	COO0032	COO0032
LMTA_23578	LMTA_23578	23577 - 23578	0,00029996	COO0032	COO0032
LMTA_24366	LMTA_24366	70087 - 24366	9,10489E-05	COO0030	COO0030

LMTA_24396	LMTA_24396	25252 - 24396	0,031819342	COO0034	COO0030
LMTA_25249	LMTA_25249	22721 - 25249	0,009231467	COO0034	COO0030
LMTA_25250	LMTA_25250	25249 - 25250	0,105557782	COO0034	COO0030
LMTA_25252	LMTA_25252	22847 - 25252	0,038981554	COO0034	COO0030
LMTA_25264	LMTA_25264	56475 - 25264	0,000858821	COO0030	COO0030
LMTA_25718	LMTA_25718	56212 - 25718	0,000723928	COO0030	COO0030
LMTA_25720	LMTA_25720	56445 - 25720	0,000604293	COO0032	COO0031
LMTA_22133	LMTA_22133	25249 - 22133	9,91262E-05	COO0034	COO0030
LMTA_22134	LMTA_22134	22133 - 22134	0,000151093	COO0034	COO0030
LMTA_14419	LMTA_14419	14420 - 14419	0,001854733	COO0031	COO0031
LMTA_14420	LMTA_14420	22711 - 14420	0,03841095	COO0031	COO0031
LMTA_14432	LMTA_14432	14421 - 14432	0,000299713	COO0030	COO0030
LMTA_33958	LMTA_33958	39243 - 33958	0,017896057	COO0034	COO0032
LMTA_305436	LMTA_305436	59463 - 305436	0,071593603	COO0031	COO0031
LMTA_305437	LMTA_305437	305436 - 305437	0,01990864	COO0031	COO0031
LMTA_305438	LMTA_305438	305436 - 305438	0,000400006	COO0030	COO0030
LMTA_22696	LMTA_22696	5338 - 22696	0,037026086	COO0030	COO0030
LMTA_22697	LMTA_22697	22690 - 22697	0,000859224	COO0030	COO0030
LMTA_22698	LMTA_22698	22695 - 22698	0,02396025	COO0030	COO0030
LMTA_22702	LMTA_22702	22696 - 22702	0,156565488	COO0030	COO0030
LMTA_22704	LMTA_22704	22692 - 22704	0,000923014	COO0033	COO0032
LMTA_22706	LMTA_22706	22707 - 22706	0,018197479	COO0032	COO0030
LMTA_22707	LMTA_22707	22715 - 22707	0,048477819	COO0034	COO0030
LMTA_22708	LMTA_22708	22715 - 22708	0,000190895	COO0030	COO0030
LMTA_22717	LMTA_22717	22847 - 22717	0,051358571	COO0034	COO0030
LMTA_22718	LMTA_22718	39244 - 22718	0,068179067	COO0030	COO0031
LMTA_22719	LMTA_22719	25491 - 22719	0,000745731	COO0030	COO0032
LMTA_5335	LMTA_5335	59427 - 5335	0,004669607	COO0030	COO0030
LMTA_14775	LMTA_14775	34531 - 14775	0,027687953	COO0034	COO0034
LMTA_22720	LMTA_22720	22717 - 22720	0,000983495	COO0032	COO0031
LMTA_22721	LMTA_22721	22720 - 22721	0,088335334	COO0032	COO0031
LMTA_22722	LMTA_22722	22717 - 22722	0,000978028	COO0034	COO0032
LMTA_22831	LMTA_22831	23022 - 22831	0,166215216	COO0031	COO0031
LMTA_23018	LMTA_23018	23019 - 23018	0,034958791	COO0031	COO0031
LMTA_23019	LMTA_23019	22831 - 23019	0,013534804	COO0031	COO0031
LMTA_23020	LMTA_23020	23019 - 23020	0,000150659	COO0031	COO0031
LMTA_23021	LMTA_23021	23020 - 23021	0,000150336	COO0031	COO0031
LMTA_23022	LMTA_23022	33957 - 23022	0,012531277	COO0031	COO0031
LMTA_23024	LMTA_23024	40834 - 23024	0,000476515	COO0031	COO0033
LMTA_23057	LMTA_23057	37916 - 23057	0,006677265	COO0034	COO0033
LMTA_15797	LMTA_15797	14035 - 15797	0,010700715	COO0030	COO0030
LMTA_15825	LMTA_15825	15797 - 15825	0,000299628	COO0030	COO0030
LMTA_15934	LMTA_15934	226039 - 15934	0,053506918	COO0032	COO0032
LMTA_15938	LMTA_15938	226039 - 15938	0,013386452	COO0030	COO0030
LMTA_10014	LMTA_10014	21117 - 10014	0,000155724	COO0034	COO0030
LMTA_10916	LMTA_10916	167750 - 10916	0,057297112	COO0030	COO0030
LMTA_10917	LMTA_10917	10916 - 10917	0,085278535	COO0030	COO0030
LMTA_10918	LMTA_10918	10916 - 10918	0,113499913	COO0031	COO0030
LMTA_10919	LMTA_10919	10918 - 10919	9,96092E-05	COO0031	COO0031
LMTA_10920	LMTA_10920	10919 - 10920	0,000100404	COO0031	COO0031
LMTA_13257	LMTA_13257	21680 - 13257	0,000375714	COO0030	COO0030
LMTA_132076	LMTA_132076	132075 - 132076	0,000500001	COO0031	COO0031
LMTA_56196	LMTA_56196	59427 - 56196	0,121759276	COO0032	COO0032
LMTA_25263	LMTA_25263	27762 - 25263	0,000534524	COO0030	COO0030
LMTA_25266	LMTA_25266	9851 - 25266	0,024762439	COO0032	COO0032

LMTA_25267	LMTA_25267	55823 - 25267	0,000402696	COO0030	COO0030
LMTA_25268	LMTA_25268	22702 - 25268	0,000733802	COO0030	COO0030
LMTA_56212	LMTA_56212	56196 - 56212	0,110283341	COO0030	COO0030
LMTA_58180	LMTA_58180	56196 - 58180	0,01200524	COO0032	COO0032
LMTA_59427	LMTA_59427	56433 - 59427	0,084984915	COO0032	COO0032
LMTA_25292	LMTA_25292	59413 - 25292	0,098874912	COO0031	COO0031
LMTA_25293	LMTA_25293	25324 - 25293	0,017449701	COO0032	COO0032
LMTA_25295	LMTA_25295	25716 - 25295	0,012189644	COO0031	COO0031
LMTA_25296	LMTA_25296	56212 - 25296	0,001902322	COO0030	COO0030
LMTA_33329	LMTA_33329	56557 - 33329	0,008023003	COO0030	COO0030
LMTA_32200	LMTA_32200	253041 - 32200	0,032608711	COO0034	COO0032
LMTA_33338	LMTA_33338	253087 - 33338	0,000980381	COO0030	COO0030
LMTA_38090	LMTA_38090	34739 - 38090	0,000333378	COO0030	COO0030
LMTA_38108	LMTA_38108	38569 - 38108	0,000882009	COO0030	COO0030
LMTA_39246	LMTA_39246	39249 - 39246	0,149977937	COO0032	COO0032
LMTA_34526	LMTA_34526	264631 - 34526	8,89004E-05	COO0030	COO0030
LMTA_34734	LMTA_34734	33773 - 34734	0,000988828	COO0030	COO0030
LMTA_34739	LMTA_34739	253087 - 34739	0,000875139	COO0030	COO0030
LMTA_228195	LMTA_228195	228193 - 228195	0,00215847	COO0034	COO0031
LMTA_40234	LMTA_40234	14419 - 40234	0,000861659	COO0030	COO0030
LMTA_41452	LMTA_41452	37675 - 41452	0,159835729	COO0034	COO0032
LMTA_251021	LMTA_251021	56557 - 251021	0,054382795	COO0034	COO0032
LMTA_253047	LMTA_253047	253045 - 253047	0,001125214	COO0034	COO0031
LMTA_253063	LMTA_253063	253090 - 253063	0,00029999	COO0031	COO0031
LMTA_253087	LMTA_253087	253086 - 253087	0,00513396	COO0030	COO0030
LMTA_177642	LMTA_177642	56208 - 177642	0,019318135	COO0030	COO0030
LMTA_251022	LMTA_251022	251021 - 251022	5,49655E-05	COO0034	COO0032
LMTA_251023	LMTA_251023	251021 - 251023	0,000293586	COO0031	COO0031
LMTA_253040	LMTA_253040	41452 - 253040	0,051281	COO0034	COO0031
LMTA_253041	LMTA_253041	253040 - 253041	0,070397688	COO0034	COO0031
LMTA_253048	LMTA_253048	253047 - 253048	0,045215992	COO0034	COO0031
LMTA_253064	LMTA_253064	253063 - 253064	0,00029999	COO0031	COO0031
LMTA_253091	LMTA_253091	253090 - 253091	0,040613821	COO0032	COO0032
LMTA_261341	LMTA_261341	335384 - 261341	0,040719064	COO0032	COO0030
LMTA_264374	LMTA_264374	264654 - 264374	0,045771889	COO0034	COO0031
LMTA_264643	LMTA_264643	264642 - 264643	0,000299957	COO0031	COO0031
LMTA_22710	LMTA_22710	39246 - 22710	0,002766522	COO0031	COO0031
LMTA_264630	LMTA_264630	27755 - 264630	0,009769331	COO0031	COO0030
LMTA_258562	LMTA_258562	251021 - 258562	0,038799991	COO0034	COO0032
LMTA_264371	LMTA_264371	264374 - 264371	0,021395381	COO0034	COO0031
LMTA_167746	LMTA_167746	27760 - 167746	0,000601553	COO0034	COO0032
LMTA_264631	LMTA_264631	264624 - 264631	6,75029E-05	COO0030	COO0030
LMTA_264636	LMTA_264636	264628 - 264636	0,00030003	COO0031	COO0031
LMTA_264642	LMTA_264642	264371 - 264642	0,00029998	COO0031	COO0031
LMTA_264645	LMTA_264645	264644 - 264645	0,000300014	COO0031	COO0031
LMTA_264647	LMTA_264647	264646 - 264647	0,00029996	COO0031	COO0031
LMTA_2653	LMTA_2653	25313 - 2653	0,065226027	COO0030	COO0030
LMTA_13256	LMTA_13256	13220 - 13256	0,000299803	COO0030	COO0030
LMTA_38089	LMTA_38089	41371 - 38089	0,000421427	COO0030	COO0030
LMTA_41371	LMTA_41371	38912 - 41371	0,000254	COO0030	COO0030
LMTA_276893	LMTA_276893	21298 - 276893	0,035532463	COO0030	COO0030
LMTA_276894	LMTA_276894	276893 - 276894	0,033980671	COO0030	COO0030
LMTA_33343	LMTA_33343	38912 - 33343	0,000461469	COO0030	COO0030
LMTA_24367	LMTA_24367	59427 - 24367	0,017538833	COO0030	COO0030
LMTA_24438	LMTA_24438	56196 - 24438	0,024506428	COO0032	COO0032

LMTA_27752	LMTA_27752	37916 - 27752	0,016229407	COO0033	COO0033
LMTA_27754	LMTA_27754	32198 - 27754	0,062362674	COO0032	COO0033
LMTA_27755	LMTA_27755	32202 - 27755	0,085407835	COO0032	COO0033
LMTA_58174	LMTA_58174	56208 - 58174	0,009149437	COO0030	COO0030
LMTA_262508	LMTA_262508	14035 - 262508	0,072881452	COO0030	COO0030
LMTA_262509	LMTA_262509	262508 - 262509	0,034782576	COO0030	COO0030
LMTA_296356	LMTA_296356	296376 - 296356	0,034780063	COO0031	COO0031
LMTA_296357	LMTA_296357	296376 - 296357	0,089706422	COO0031	COO0031
LMTA_296358	LMTA_296358	296376 - 296358	0,018627129	COO0031	COO0031
LMTA_296376	LMTA_296376	296367 - 296376	0,017743102	COO0031	COO0031
LMTA_296396	LMTA_296396	296357 - 296396	0,000250003	COO0031	COO0031
LMTA_296397	LMTA_296397	296396 - 296397	0,000250051	COO0031	COO0031
LMTA_56203	LMTA_56203	262510 - 56203	0,000116726	COO0030	COO0031
LMTA_25317	LMTA_25317	22832 - 25317	0,045713168	COO0030	COO0030
LMTA_25719	LMTA_25719	22832 - 25719	0,047996061	COO0030	COO0030
LMTA_25318	LMTA_25318	22832 - 25318	0,020547289	COO0030	COO0030
LMTA_335384	LMTA_335384	184026 - 335384	0,008435556	COO0032	COO0030
LMTA_28774	LMTA_28774	167750 - 28774	0,029953155	COO0034	COO0032
LMTA_33431	LMTA_33431	37931 - 33431	0,000861952	COO0030	COO0033
LMTA_33435	LMTA_33435	33768 - 33435	0,038591799	COO0032	COO0033
LMTA_33437	LMTA_33437	34532 - 33437	0,016587015	COO0030	COO0030
LMTA_39249	LMTA_39249	253034 - 39249	0,081010551	COO0032	COO0032
LMTA_33339	LMTA_33339	37940 - 33339	0,003345349	COO0032	COO0032
LMTA_33340	LMTA_33340	22718 - 33340	0,0008623	COO0030	COO0031
LMTA_33342	LMTA_33342	36947 - 33342	0,000723764	COO0031	COO0031
LMTA_33344	LMTA_33344	15934 - 33344	0,197480471	COO0030	COO0030
LMTA_33345	LMTA_33345	32927 - 33345	0,040472721	COO0030	COO0033
LMTA_33427	LMTA_33427	22711 - 33427	0,000346838	COO0030	COO0030
LMTA_33436	LMTA_33436	39508 - 33436	0,000988181	COO0030	COO0030
LMTA_33438	LMTA_33438	33958 - 33438	0,022105972	COO0032	COO0032
LMTA_33770	LMTA_33770	30385 - 33770	0,090421589	COO0030	COO0032
LMTA_33773	LMTA_33773	32202 - 33773	0,000590265	COO0030	COO0030
LMTA_33774	LMTA_33774	39592 - 33774	0,00072399	COO0032	COO0030
LMTA_33776	LMTA_33776	9851 - 33776	0,078862804	COO0032	COO0032
LMTA_33956	LMTA_33956	25491 - 33956	0,16076612	COO0034	COO0032
LMTA_33957	LMTA_33957	33956 - 33957	0,039917785	COO0034	COO0032
LMTA_68186	LMTA_68186	68184 - 68186	0,000324805	COO0034	COO0030
LMTA_56208	LMTA_56208	25719 - 56208	0,020424041	COO0030	COO0030
LMTA_59411	LMTA_59411	262505 - 59411	0,000210536	COO0030	COO0030
LMTA_68183	LMTA_68183	68184 - 68183	0,028942509	COO0034	COO0030
LMTA_68184	LMTA_68184	22837 - 68184	0,027431071	COO0034	COO0030
LMTA_68187	LMTA_68187	68186 - 68187	0,000326034	COO0034	COO0030
LMTA_276895	LMTA_276895	276893 - 276895	0,000500026	COO0031	COO0031
LMTA_253035	LMTA_253035	264372 - 253035	0,000149828	COO0031	COO0031
LMTA_30018	LMTA_30018	27755 - 30018	0,109551758	COO0032	COO0033
LMTA_30385	LMTA_30385	167432 - 30385	0,041402393	COO0031	COO0032
LMTA_33768	LMTA_33768	33421 - 33768	0,07214939	COO0032	COO0033
LMTA_34252	LMTA_34252	34253 - 34252	0,128780447	COO0032	COO0030
LMTA_34253	LMTA_34253	39514 - 34253	0,15904201	COO0032	COO0030
LMTA_34257	LMTA_34257	33774 - 34257	0,000859593	COO0032	COO0030
LMTA_34532	LMTA_34532	88793 - 34532	0,073034187	COO0034	COO0034
LMTA_34535	LMTA_34535	38913 - 34535	0,001477743	COO0032	COO0033
LMTA_34536	LMTA_34536	33435 - 34536	0,024270899	COO0030	COO0033
LMTA_34727	LMTA_34727	38910 - 34727	0,000861659	COO0030	COO0033
LMTA_34730	LMTA_34730	33435 - 34730	0,012295413	COO0032	COO0033

LMTA_34736	LMTA_34736	37933 - 34736	0,029903135	COO0032	COO0033
LMTA_34743	LMTA_34743	40242 - 34743	0,028267733	COO0032	COO0033
LMTA_264372	LMTA_264372	264371 - 264372	0,063879572	COO0034	COO0031
LMTA_264617	LMTA_264617	264374 - 264617	0,056666232	COO0031	COO0031
LMTA_264619	LMTA_264619	264617 - 264619	0,01113884	COO0031	COO0031
LMTA_264621	LMTA_264621	264617 - 264621	0,04937174	COO0031	COO0031
LMTA_264623	LMTA_264623	264617 - 264623	0,03525606	COO0031	COO0031
LMTA_264625	LMTA_264625	264624 - 264625	0,023634997	COO0031	COO0030
LMTA_264627	LMTA_264627	279387 - 264627	0,028972686	COO0031	COO0030
LMTA_264651	LMTA_264651	30018 - 264651	0,023952752	COO0034	COO0031
LMTA_264653	LMTA_264653	264651 - 264653	0,00061002	COO0034	COO0031
LMTA_264654	LMTA_264654	264653 - 264654	0,036431074	COO0034	COO0031
LMTA_22699	LMTA_22699	4162 - 22699	0,042111853	COO0032	COO0032
LMTA_22703	LMTA_22703	22699 - 22703	0,000249128	COO0030	COO0030
LMTA_31539	LMTA_31539	34532 - 31539	0,068410865	COO0034	COO0034
LMTA_32198	LMTA_32198	31406 - 32198	0,008246195	COO0032	COO0033
LMTA_32199	LMTA_32199	33958 - 32199	0,019109408	COO0034	COO0032
LMTA_32201	LMTA_32201	132073 - 32201	0,039300052	COO0034	COO0032
LMTA_32202	LMTA_32202	32817 - 32202	0,174963578	COO0032	COO0033
LMTA_32817	LMTA_32817	27754 - 32817	0,020867328	COO0032	COO0033
LMTA_32927	LMTA_32927	30385 - 32927	0,07566816	COO0030	COO0033
LMTA_27765	LMTA_27765	35494 - 27765	0,000457905	COO0030	COO0030
LMTA_21316	LMTA_21316	276894 - 21316	0,051187477	COO0031	COO0030
LMTA_33330	LMTA_33330	39510 - 33330	0,03041822	COO0030	COO0033
LMTA_132082	LMTA_132082	132081 - 132082	0,000500002	COO0031	COO0031
LMTA_132083	LMTA_132083	132082 - 132083	0,000500006	COO0031	COO0031
LMTA_25707	LMTA_25707	25263 - 25707	0,001084369	COO0030	COO0030
LMTA_25709	LMTA_25709	58175 - 25709	0,000857943	COO0030	COO0030
LMTA_25710	LMTA_25710	36721 - 25710	0,000944913	COO0030	COO0030
LMTA_25711	LMTA_25711	59413 - 25711	0,025750505	COO0032	COO0032
LMTA_25712	LMTA_25712	25718 - 25712	0,000858895	COO0030	COO0030
LMTA_25714	LMTA_25714	56211 - 25714	0,000151353	COO0030	COO0030
LMTA_25716	LMTA_25716	23018 - 25716	0,042314938	COO0031	COO0031
LMTA_25491	LMTA_25491	39244 - 25491	0,03237951	COO0034	COO0032
LMTA_25706	LMTA_25706	56454 - 25706	0,055003128	COO0032	COO0032
LMTA_31406	LMTA_31406	30385 - 31406	0,11688466	COO0032	COO0033
LMTA_14035	LMTA_14035	56208 - 14035	0,07927487	COO0030	COO0030
LMTA_21117	LMTA_21117	21298 - 21117	9,41541E-05	COO0034	COO0030
LMTA_40253	LMTA_40253	36933 - 40253	0,000244074	COO0030	COO0030
LMTA_70086	LMTA_70086	70085 - 70086	0,001025964	COO0030	COO0030
LMTA_56453	LMTA_56453	21683 - 56453	0,0001362	COO0034	COO0030
LMTA_276641	LMTA_276641	22699 - 276641	0,158361951	COO0032	COO0032
LMTA_276642	LMTA_276642	276641 - 276642	0,000169234	COO0032	COO0032
LMTA_276643	LMTA_276643	276641 - 276643	0,000299965	COO0031	COO0031
LMTA_276896	LMTA_276896	276895 - 276896	0,152041909	COO0031	COO0031
LMTA_55820	LMTA_55820	56433 - 55820	0,000741006	COO0030	COO0030
LMTA_55821	LMTA_55821	226913 - 55821	0,00068465	COO0030	COO0030
LMTA_55822	LMTA_55822	22702 - 55822	0,046541781	COO0030	COO0030
LMTA_55823	LMTA_55823	40961 - 55823	0,000578512	COO0030	COO0030
LMTA_56195	LMTA_56195	25313 - 56195	0,021858921	COO0030	COO0030
LMTA_56197	LMTA_56197	40961 - 56197	0,000923759	COO0030	COO0030
LMTA_56198	LMTA_56198	25325 - 56198	0,035419487	COO0030	COO0030
LMTA_56199	LMTA_56199	25714 - 56199	0,000186493	COO0030	COO0030
LMTA_56202	LMTA_56202	59429 - 56202	0,000149929	COO0030	COO0030
LMTA_280408	LMTA_280408	27754 - 280408	0,102325291	COO0032	COO0033

LMTA_39593	LMTA_39593	40259 - 39593	0,00072062	COO0030	COO0030
LMTA_39595	LMTA_39595	32198 - 39595	0,023603924	COO0030	COO0033
LMTA_40232	LMTA_40232	34748 - 40232	0,000861546	COO0030	COO0033
LMTA_40239	LMTA_40239	10917 - 40239	0,000923312	COO0030	COO0030
LMTA_40258	LMTA_40258	41175 - 40258	0,000529415	COO0032	COO0030
LMTA_40834	LMTA_40834	31406 - 40834	0,000449869	COO0031	COO0033
LMTA_44627	LMTA_44627	33956 - 44627	0,00006	COO0034	COO0032
LMTA_40835	LMTA_40835	15934 - 40835	0,000640519	COO0030	COO0030
LMTA_40961	LMTA_40961	56211 - 40961	0,203665155	COO0031	COO0031
LMTA_41393	LMTA_41393	38098 - 41393	0,00081273	COO0030	COO0030
LMTA_41394	LMTA_41394	41377 - 41394	0,000858488	COO0030	COO0033
LMTA_41395	LMTA_41395	39504 - 41395	0,000725034	COO0030	COO0030
LMTA_41398	LMTA_41398	22698 - 41398	0,001397987	COO0030	COO0030
LMTA_44628	LMTA_44628	44627 - 44628	5,96406E-05	COO0034	COO0032
LMTA_262505	LMTA_262505	25719 - 262505	0,000299958	COO0030	COO0030
LMTA_262510	LMTA_262510	262508 - 262510	0,000176479	COO0030	COO0031
LMTA_33331	LMTA_33331	40253 - 33331	0,000249977	COO0030	COO0030
LMTA_323453	LMTA_323453	21472 - 323453	0,001994477	COO0031	COO0031
LMTA_323454	LMTA_323454	323456 - 323454	0,00057483	COO0031	COO0031
LMTA_323455	LMTA_323455	21472 - 323455	0,000785464	COO0030	COO0030
LMTA_323456	LMTA_323456	323453 - 323456	0,000521697	COO0031	COO0031
LMTA_39587	LMTA_39587	41174 - 39587	0,000565821	COO0030	COO0030
LMTA_276897	LMTA_276897	276896 - 276897	0,000500023	COO0031	COO0031
LMTA_25708	LMTA_25708	25266 - 25708	0,000295169	COO0030	COO0030
LMTA_41174	LMTA_41174	33776 - 41174	0,001090057	COO0030	COO0030
LMTA_41175	LMTA_41175	34253 - 41175	0,000420069	COO0032	COO0030
LMTA_41176	LMTA_41176	41395 - 41176	0,000857854	COO0030	COO0030
LMTA_41374	LMTA_41374	34745 - 41374	0,016762087	COO0030	COO0033
LMTA_41376	LMTA_41376	38103 - 41376	0,000862378	COO0030	COO0031
LMTA_41377	LMTA_41377	33770 - 41377	0,00072463	COO0030	COO0033
LMTA_41379	LMTA_41379	39503 - 41379	0,000988577	COO0030	COO0030
LMTA_41381	LMTA_41381	33344 - 41381	0,001555283	COO0030	COO0030
LMTA_36721	LMTA_36721	27765 - 36721	0,041418056	COO0034	COO0033
LMTA_36934	LMTA_36934	36938 - 36934	0,000859103	COO0030	COO0030
LMTA_36938	LMTA_36938	10917 - 36938	0,000724249	COO0030	COO0030
LMTA_36941	LMTA_36941	39513 - 36941	6,50538E-05	COO0031	COO0031
LMTA_36944	LMTA_36944	40835 - 36944	0,001053562	COO0030	COO0030
LMTA_36947	LMTA_36947	5334 - 36947	0,083847755	COO0032	COO0032
LMTA_37890	LMTA_37890	27754 - 37890	0,008408084	COO0032	COO0033
LMTA_37911	LMTA_37911	33957 - 37911	0,024210148	COO0034	COO0034
LMTA_37913	LMTA_37913	34531 - 37913	0,009264166	COO0034	COO0034
LMTA_37916	LMTA_37916	37890 - 37916	0,103968835	COO0033	COO0033
LMTA_37934	LMTA_37934	33770 - 37934	0,037262136	COO0030	COO0033
LMTA_37935	LMTA_37935	39593 - 37935	0,000861934	COO0030	COO0030
LMTA_37941	LMTA_37941	41374 - 37941	0,000590493	COO0030	COO0030
LMTA_37948	LMTA_37948	37941 - 37948	0,000989075	COO0030	COO0030
LMTA_37949	LMTA_37949	33776 - 37949	0,001807921	COO0030	COO0030
LMTA_38086	LMTA_38086	32927 - 38086	0,000719714	COO0030	COO0033
LMTA_38092	LMTA_38092	39507 - 38092	0,001105435	COO0030	COO0030
LMTA_38098	LMTA_38098	56557 - 38098	0,023138157	COO0030	COO0030
LMTA_38101	LMTA_38101	34745 - 38101	0,025360338	COO0030	COO0033
LMTA_38102	LMTA_38102	22691 - 38102	0,000858359	COO0030	COO0033
LMTA_38103	LMTA_38103	34252 - 38103	0,022022365	COO0030	COO0030
LMTA_38905	LMTA_38905	280410 - 38905	0,000861713	COO0032	COO0033
LMTA_39244	LMTA_39244	39245 - 39244	0,064459791	COO0034	COO0030

LMTA_39245	LMTA_39245	70782 - 39245	0,070603883	COO0034	COO0030
LMTA_39503	LMTA_39503	59193 - 39503	0,000590295	COO0030	COO0030
LMTA_39504	LMTA_39504	4187 - 39504	0,033530444	COO0030	COO0030
LMTA_39505	LMTA_39505	2542 - 39505	0,114505141	COO0034	COO0032
LMTA_39506	LMTA_39506	39504 - 39506	0,000966189	COO0030	COO0030
LMTA_39507	LMTA_39507	32199 - 39507	0,000514222	COO0030	COO0030
LMTA_39508	LMTA_39508	28774 - 39508	0,000591217	COO0030	COO0030
LMTA_39510	LMTA_39510	32198 - 39510	0,062805898	COO0030	COO0030
LMTA_25319	LMTA_25319	5341 - 25319	0,000359911	COO0030	COO0030
LMTA_25321	LMTA_25321	55822 - 25321	0,001052227	COO0030	COO0030
LMTA_25322	LMTA_25322	56454 - 25322	0,00074025	COO0030	COO0030
LMTA_25324	LMTA_25324	226035 - 25324	0,082550783	COO0032	COO0032
LMTA_25325	LMTA_25325	25711 - 25325	0,021436283	COO0030	COO0030
LMTA_25326	LMTA_25326	25315 - 25326	0,000858168	COO0030	COO0030
LMTA_25327	LMTA_25327	58176 - 25327	0,000981247	COO0030	COO0031
LMTA_34517	LMTA_34517	41374 - 34517	0,026587696	COO0030	COO0033
LMTA_34531	LMTA_34531	27762 - 34531	0,042455373	COO0034	COO0034
LMTA_34533	LMTA_34533	34745 - 34533	0,004098395	COO0032	COO0030
LMTA_34534	LMTA_34534	30018 - 34534	0,030509605	COO0032	COO0033
LMTA_34735	LMTA_34735	33342 - 34735	0,000858656	COO0031	COO0031
LMTA_34737	LMTA_34737	33427 - 34737	0,000252526	COO0030	COO0030
LMTA_34738	LMTA_34738	38086 - 34738	0,000862713	COO0030	COO0033
LMTA_34741	LMTA_34741	9851 - 34741	0,008715001	COO0032	COO0032
LMTA_34745	LMTA_34745	59193 - 34745	0,114309681	COO0032	COO0030
LMTA_34748	LMTA_34748	39510 - 34748	0,000720587	COO0030	COO0033
LMTA_35494	LMTA_35494	37916 - 35494	0,081374278	COO0034	COO0033
LMTA_39511	LMTA_39511	33958 - 39511	0,015072838	COO0032	COO0032
LMTA_39513	LMTA_39513	41452 - 39513	7,30096E-05	COO0031	COO0031
LMTA_253034	LMTA_253034	264372 - 253034	0,026060936	COO0034	COO0034
LMTA_276297	LMTA_276297	254661 - 276297	0,032812982	COO0031	COO0031
LMTA_276298	LMTA_276298	276297 - 276298	0,000297947	COO0031	COO0031
LMTA_25312	LMTA_25312	59460 - 25312	0,000325864	COO0030	COO0030
LMTA_56454	LMTA_56454	276642 - 56454	0,030082873	COO0032	COO0032
LMTA_36940	LMTA_36940	40833 - 36940	0,00076488	COO0030	COO0033
LMTA_37931	LMTA_37931	34536 - 37931	0,000719884	COO0030	COO0033
LMTA_2047	LMTA_2047	2046 - 2047	0,043486337	COO0034	COO0030
LMTA_226910	LMTA_226910	25706 - 226910	0,021155277	COO0032	COO0032
LMTA_59428	LMTA_59428	254662 - 59428	0,000124458	COO0032	COO0030
LMTA_56204	LMTA_56204	25706 - 56204	0,042290997	COO0032	COO0032
LMTA_56207	LMTA_56207	55821 - 56207	0,00090595	COO0030	COO0030
LMTA_56209	LMTA_56209	25322 - 56209	0,000859142	COO0030	COO0030
LMTA_56211	LMTA_56211	25295 - 56211	0,127644796	COO0031	COO0030
LMTA_56433	LMTA_56433	25324 - 56433	0,039662089	COO0032	COO0032
LMTA_56445	LMTA_56445	56198 - 56445	0,001161751	COO0030	COO0030
LMTA_56463	LMTA_56463	58902 - 56463	0,000123065	COO0030	COO0030
LMTA_56475	LMTA_56475	226035 - 56475	0,000713595	COO0030	COO0030
LMTA_56477	LMTA_56477	9850 - 56477	0,000126372	COO0032	COO0032
LMTA_38908	LMTA_38908	37932 - 38908	0,000955027	COO0032	COO0033
LMTA_106491	LMTA_106491	106490 - 106491	0,000662959	COO0034	COO0034
LMTA_38910	LMTA_38910	38097 - 38910	0,000720467	COO0030	COO0033
LMTA_38913	LMTA_38913	40233 - 38913	0,000956695	COO0032	COO0033
LMTA_39502	LMTA_39502	33435 - 39502	0,005330853	COO0030	COO0033
LMTA_39516	LMTA_39516	33437 - 39516	0,000415014	COO0030	COO0030
LMTA_189478	LMTA_189478	296414 - 189478	0,032599597	COO0030	COO0030
LMTA_189479	LMTA_189479	189478 - 189479	0,037427397	COO0030	COO0030

LMTA_189480	LMTA_189480	189478 - 189480	8,40433E-05	COO0030	COO0038
LMTA_189785	LMTA_189785	189480 - 189785	0,000110579	COO0030	COO0038
LMTA_33421	LMTA_33421	336074 - 33421	0,083060155	COO0032	COO0032
LMTA_312378	LMTA_312378	336074 - 312378	0,00037875	COO0032	COO0032
LMTA_38911	LMTA_38911	88793 - 38911	0,000770406	COO0030	COO0030
LMTA_22713	LMTA_22713	22712 - 22713	0,000744811	COO0031	COO0032
LMTA_22715	LMTA_22715	22716 - 22715	0,059515476	COO0034	COO0030
LMTA_22716	LMTA_22716	22713 - 22716	0,121047526	COO0034	COO0030
LMTA_56462	LMTA_56462	34542 - 56462	0,047085394	COO0030	COO0030
LMTA_25265	LMTA_25265	25311 - 25265	0,000444157	COO0030	COO0030
LMTA_25311	LMTA_25311	56462 - 25311	0,000275109	COO0030	COO0030
LMTA_3676	LMTA_3676	0500030V04 - 3676	0,002992313	COO0034	COO0030
LMTA_34542	LMTA_34542	36721 - 34542	0,079359272	COO0034	COO0033
LMTA_32922	LMTA_32922	33434 - 32922	0,0006236	COO0030	COO0030
LMTA_32924	LMTA_32924	14776 - 32924	0,113653886	COO0030	COO0031
LMTA_14776	LMTA_14776	14778 - 14776	0,021174123	COO0030	COO0031
LMTA_14778	LMTA_14778	296372 - 14778	0,001411214	COO0030	COO0031
LMTA_254662	LMTA_254662	254661 - 254662	0,000154039	COO0031	COO0031
LMTA_33428	LMTA_33428	40238 - 33428	0,001286795	COO0034	COO0034
LMTA_33434	LMTA_33434	41400 - 33434	0,000367361	COO0030	COO0030
LMTA_33769	LMTA_33769	39512 - 33769	0,001278647	COO0030	COO0030
LMTA_39243	LMTA_39243	169979 - 39243	0,000467274	COO0032	COO0032
LMTA_56455	LMTA_56455	56453 - 56455	0,000126388	COO0034	COO0030
LMTA_106490	LMTA_106490	0500030V04 - 106490	0,00408425	COO0034	COO0034
LMTA_296398	LMTA_296398	296356 - 296398	0,000250031	COO0031	COO0031
LMTA_296400	LMTA_296400	296371 - 296400	0,000249953	COO0031	COO0031
LMTA_22686	LMTA_22686	22695 - 22686	0,000252074	COO0030	COO0030
LMTA_22832	LMTA_22832	22833 - 22832	0,085194502	COO0030	COO0030
LMTA_22833	LMTA_22833	33957 - 22833	0,017021106	COO0030	COO0030
LMTA_37929	LMTA_37929	41400 - 37929	0,001549398	COO0032	COO0031
LMTA_39512	LMTA_39512	32924 - 39512	0,000370214	COO0030	COO0030
LMTA_40832	LMTA_40832	296369 - 40832	0,008962533	COO0032	COO0031
LMTA_178614	LMTA_178614	41382 - 178614	0,000623691	COO0030	COO0030
LMTA_296365	LMTA_296365	14775 - 296365	0,082386341	COO0034	COO0034
LMTA_296367	LMTA_296367	296365 - 296367	0,040324357	COO0034	COO0032
LMTA_296370	LMTA_296370	296369 - 296370	0,055992205	COO0034	COO0032
LMTA_296371	LMTA_296371	296367 - 296371	0,058648962	COO0034	COO0032
LMTA_296372	LMTA_296372	296371 - 296372	0,067712702	COO0034	COO0032
LMTA_296373	LMTA_296373	296365 - 296373	0,038326027	COO0031	COO0031
LMTA_296378	LMTA_296378	34531 - 296378	0,096381821	COO0034	COO0034
LMTA_296380	LMTA_296380	296378 - 296380	0,022604198	COO0031	COO0031
LMTA_296381	LMTA_296381	296378 - 296381	0,01204841	COO0031	COO0031
LMTA_296384	LMTA_296384	296381 - 296384	0,010137234	COO0031	COO0031
LMTA_296386	LMTA_296386	296384 - 296386	0,084440477	COO0031	COO0031
LMTA_296387	LMTA_296387	296384 - 296387	0,011695183	COO0031	COO0031
LMTA_296388	LMTA_296388	296386 - 296388	0,000249955	COO0031	COO0031
LMTA_296390	LMTA_296390	296385 - 296390	0,00024996	COO0031	COO0031
LMTA_296392	LMTA_296392	296380 - 296392	0,000250003	COO0031	COO0031
LMTA_14640	LMTA_14640	22837 - 14640	0,000399366	COO0030	COO0030
LMTA_14641	LMTA_14641	14640 - 14641	0,000400356	COO0030	COO0030
LMTA_25297	LMTA_25297	59463 - 25297	0,013753973	COO0031	COO0031
LMTA_25298	LMTA_25298	2653 - 25298	0,000955471	COO0030	COO0030
LMTA_25299	LMTA_25299	25268 - 25299	0,000858895	COO0030	COO0030
LMTA_25300	LMTA_25300	22831 - 25300	0,009620075	COO0031	COO0031
LMTA_25313	LMTA_25313	25716 - 25313	0,040869441	COO0030	COO0030

LMTA_25315	LMTA_25315	4162 - 25315	0,000785573	COO0030	COO0030
LMTA_25316	LMTA_25316	25710 - 25316	0,08722321	COO0030	COO0030
LMTA_63892	LMTA_63892	37940 - 63892	0,02302088	COO0032	COO0032
LMTA_275023	LMTA_275023	296411 - 275023	0,000300016	COO0031	COO0031
LMTA_264628	LMTA_264628	279387 - 264628	0,021280524	COO0031	COO0030
LMTA_264629	LMTA_264629	279387 - 264629	0,005479131	COO0031	COO0030
LMTA_264632	LMTA_264632	264625 - 264632	0,000300034	COO0031	COO0031
LMTA_264633	LMTA_264633	264632 - 264633	0,000299912	COO0031	COO0031
LMTA_264634	LMTA_264634	264627 - 264634	0,000300011	COO0031	COO0031
LMTA_41400	LMTA_41400	296369 - 41400	0,048346278	COO0032	COO0031
LMTA_33433	LMTA_33433	41385 - 33433	0,000861725	COO0030	COO0033
LMTA_37932	LMTA_37932	33768 - 37932	0,07516905	COO0032	COO0033
LMTA_37933	LMTA_37933	33421 - 37933	0,016521078	COO0032	COO0033
LMTA_37946	LMTA_37946	34736 - 37946	0,034097973	COO0032	COO0033
LMTA_38088	LMTA_38088	36940 - 38088	0,000367372	COO0030	COO0033
LMTA_38097	LMTA_38097	33421 - 38097	0,010283631	COO0032	COO0033
LMTA_21683	LMTA_21683	21674 - 21683	0,022362432	COO0034	COO0030
LMTA_296369	LMTA_296369	296372 - 296369	0,077476866	COO0034	COO0032
LMTA_296379	LMTA_296379	296378 - 296379	0,008616162	COO0034	COO0034
LMTA_296385	LMTA_296385	296384 - 296385	0,05434643	COO0031	COO0031
LMTA_296389	LMTA_296389	296388 - 296389	0,000250058	COO0031	COO0031
LMTA_296391	LMTA_296391	296390 - 296391	0,000250037	COO0031	COO0031
LMTA_296393	LMTA_296393	296392 - 296393	0,000250003	COO0031	COO0031
LMTA_296394	LMTA_296394	296373 - 296394	0,000250015	COO0031	COO0031
LMTA_296395	LMTA_296395	296394 - 296395	0,000250015	COO0031	COO0031
LMTA_296399	LMTA_296399	296398 - 296399	0,000249955	COO0031	COO0031
LMTA_296401	LMTA_296401	296400 - 296401	0,000250069	COO0031	COO0031
LMTA_296427	LMTA_296427	296415 - 296427	0,012578499	COO0031	COO0031
LMTA_326059	LMTA_326059	299056 - 326059	0,000197073	COO0031	COO0031
LMTA_169980	LMTA_169980	34542 - 169980	0,026482538	COO0034	COO0034
LMTA_39515	LMTA_39515	178614 - 39515	0,00091526	COO0030	COO0030
LMTA_88793	LMTA_88793	296405 - 88793	0,032063445	COO0034	COO0034
LMTA_40233	LMTA_40233	37946 - 40233	0,037466062	COO0032	COO0033
LMTA_40238	LMTA_40238	14776 - 40238	0,002137046	COO0030	COO0031
LMTA_40242	LMTA_40242	38097 - 40242	0,030588317	COO0032	COO0033
LMTA_40833	LMTA_40833	38913 - 40833	0,000720285	COO0030	COO0033
LMTA_296429	LMTA_296429	296432 - 296429	0,000250014	COO0031	COO0031
LMTA_296430	LMTA_296430	296429 - 296430	0,000250027	COO0031	COO0031
LMTA_296431	LMTA_296431	296427 - 296431	0,000523618	COO0031	COO0031
LMTA_296432	LMTA_296432	296431 - 296432	0,03717085	COO0031	COO0031
LMTA_296434	LMTA_296434	296437 - 296434	0,000249999	COO0031	COO0031
LMTA_296435	LMTA_296435	296434 - 296435	0,00025001	COO0031	COO0031
LMTA_296436	LMTA_296436	13215 - 296436	0,000683301	COO0031	COO0031
LMTA_296437	LMTA_296437	296436 - 296437	0,043503322	COO0031	COO0031
LMTA_74176	LMTA_74176	33768 - 74176	0,032355082	COO0032	COO0033
LMTA_296405	LMTA_296405	296410 - 296405	0,092427252	COO0034	COO0034
LMTA_296409	LMTA_296409	296416 - 296409	0,029883207	COO0034	COO0031
LMTA_296410	LMTA_296410	296409 - 296410	0,071634919	COO0034	COO0031
LMTA_296411	LMTA_296411	296409 - 296411	0,018739711	COO0030	COO0031
LMTA_296413	LMTA_296413	296411 - 296413	0,031413417	COO0030	COO0031
LMTA_296414	LMTA_296414	296413 - 296414	0,035788748	COO0030	COO0031
LMTA_41382	LMTA_41382	32924 - 41382	0,083345857	COO0030	COO0030
LMTA_41383	LMTA_41383	34542 - 41383	0,013511477	COO0030	COO0030
LMTA_41385	LMTA_41385	37932 - 41385	0,000720222	COO0030	COO0033

Fonte: próprio autor.

Na tabela 33 é apresentado os dados dos transformadores, inclusive os particulares, na tabela 34 e na tabela 35 são apresentados os dados das cargas e dos geradores, respectivamente.

Tabela 33 - Dados dos transformadores.

loc_name	nt2ph	strn	frnom	utr_n_h	utr_n_l	tr2cn_h	tr2cn_l	chr_name
TRV0002	2	0,005	60	12,7	0,24	D	YN	TRV-1C5
TRV0003	2	0,010	60	12,7	0,24	D	YN	TRV-1C10
TRV0004	2	0,015	60	12,7	0,24	D	YN	TRV-1C15
TRV0005	2	0,025	60	12,7	0,24	D	YN	TRV-1C25
TRV0006	2	0,038	60	12,7	0,24	D	YN	TRV-1C37.5
TRV0007	2	0,050	60	12,7	0,24	D	YN	TRV-1C50
TRV0008	2	0,075	60	12,7	0,24	D	YN	TRV-1C75
TRV0010	2	0,005	60	12,7	0,24	D	YN	TRV-1A5
TRV0011	2	0,010	60	12,7	0,24	D	YN	TRV-1A10
TRV0012	2	0,015	60	12,7	0,24	D	YN	TRV-1A15
TRV0013	2	0,025	60	12,7	0,24	D	YN	TRV-1A25
TRV0014	2	0,0375	60	12,7	0,24	D	YN	TRV-1A37.5
TRV0015	2	0,050	60	12,7	0,24	D	YN	TRV-1A50
TRV0016	2	0,075	60	12,7	0,24	D	YN	TRV-1A75
TRV0017	3	0,015	60	22	0,22	D	YN	TRV-3C15
TRV0018	3	0,030	60	22	0,22	D	YN	TRV-3C30
TRV0019	3	0,045	60	22	0,22	D	YN	TRV-3C45
TRV0020	3	0,050	60	22	0,22	D	YN	TRV-3C50
TRV0021	3	0,060	60	22	0,22	D	YN	TRV-3C60
TRV0022	3	0,075	60	22	0,22	D	YN	TRV-3C75
TRV0023	3	0,090	60	22	0,22	D	YN	TRV-3C90
TRV0024	3	0,100	60	22	0,22	D	YN	TRV-3C100
TRV0025	3	0,1125	60	22	0,22	D	YN	TRV-3C112.5
TRV0026	3	0,125	60	22	0,22	D	YN	TRV-3C125
TRV0027	2	0,010	60	12,7	0,24	D	YN	TRV-1P10
TRV0028	2	0,015	60	12,7	0,24	D	YN	TRV-1P15
TRV0029	2	0,025	60	12,7	0,24	D	YN	TRV-1P25
TRV0030	2	0,0375	60	12,7	0,24	D	YN	TRV-1P37.5
TRV0031	2	0,050	60	12,7	0,24	D	YN	TRV-1P50
TRV0032	2	0,075	60	12,7	0,24	D	YN	TRV-1P75
TRV0033	2	0,100	60	22	0,22	D	YN	TRV-1P100
TRV0035	3	0,030	60	22	0,22	D	YN	TRV-3P30
TRV0036	3	0,050	60	22	0,22	D	YN	TRV-3P50
TRV0037	3	0,075	60	22	0,22	D	YN	TRV-3P75
TRV0038	3	0,100	60	22	0,22	D	YN	TRV-3P100
TRV0039	3	0,1125	60	22	0,22	D	YN	TRV-3P112.5
TRV0040	3	0,125	60	22	0,22	D	YN	TRV-3P125
TRV0041	3	0,150	60	22	0,22	D	YN	TRV-3P150
TRV0042	3	0,200	60	22	0,22	D	YN	TRV-3P200
TRV0044	3	0,250	60	22	0,22	D	YN	TRV-3P250
TRV0045	3	0,300	60	22	0,22	D	YN	TRV-3P350
TRV0046	3	0,350	60	22	0,22	D	YN	TRV-3P350
TRV0047	3	0,400	60	22	0,22	D	YN	TRV-3P400
TRV0048	3	0,500	60	22	0,22	D	YN	TRV-3P500
TRV0215	3	2,500	60	22	0,22	D	YN	TRV-3P2500
TRV0052	2	0,015	60	12,7	0,24	D	YN	TRV-3O15
TRV0053	2	0,025	60	12,7	0,24	D	YN	TRV-3O25

TRV0054	2	0,0375	60	12,7	0,24	D	YN	TRV-3O37.5
TRV0055	2	0,050	60	12,7	0,24	D	YN	TRV-3O50
TRV0056	2	0,075	60	12,7	0,24	D	YN	TRV-1O75
TRV0058	3	0,030	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O30
TRV0059	3	0,045	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O45
TRV0060	3	0,050	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O50
TRV0061	3	0,060	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O60
TRV0062	3	0,075	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O75
TRV0063	3	0,090	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O90
TRV0064	3	0,100	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O100
TRV0065	3	0,1125	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O112.5
TRV0066	3	0,125	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O125
TRV0202	3	0,150	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O150
TRV0130	3	0,160	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O160
TRV0068	3	0,150	60	22	0,22	D	YN	TRV-3C150
TRV0069	3	0,160	60	22	0,22	D	YN	TRV-3C160
TRV0071	3	0,192	60	22	0,22	D	YN	TRV-3C192
TRV0072	3	0,1925	60	22	0,22	D	YN	TRV-3C192.5
TRV0073	3	0,020	60	22	0,22	D	YN	TRV-3C20
TRV0074	3	0,200	60	22	0,22	D	YN	TRV-3C200
TRV0075	3	0,080	60	22	0,22	D	YN	TRV-3C80
TRV0076	3	1,000	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O1000
TRV0077	3	1,100	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O1100
TRV0080	3	1,200	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O1200
TRV0083	3	0,190	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O190
TRV0203	3	0,175	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O175
TRV0204	3	1,800	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O1800
TRV0205	3	0,192	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O192
TRV0206	3	0,1925	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O192.5
TRV0207	3	2,000	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O2000
TRV0084	3	0,200	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O200
TRV0085	3	0,225	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O225
TRV0086	3	0,250	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O250
TRV0087	3	0,300	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O300
TRV0088	3	0,315	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O315
TRV0089	3	0,350	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O350
TRV0090	3	0,400	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O400
TRV0091	3	0,500	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O500
TRV0216	3	0,600	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O600
TRV0092	3	0,630	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O630
TRV0093	3	0,750	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O750
TRV0094	3	0,800	60	22	0,22	D	YN	TRV-3O800
TRV0115	3	0,045	60	22	0,22	D	YN	TRV-3P45
TRV0117	3	0,160	60	22	0,22	D	YN	TRV-3P160
TRV0132	3	0,030	60	22	0,22	D	YN	TRV-3N30
TRV0134	3	0,045	60	22	0,22	D	YN	TRV-3N45
TRV0139	3	0,075	60	22	0,22	D	YN	TRV-3N75
TRV0197	3	0,040	60	22	0,22	D	YN	TRV-3B40
TRV0279	3	0,350	60	22	0,22	D	YN	TRV-3V350
TRV0311	3	0,045	60	22	0,22	D	YN	TRV-1B75

Fonte: próprio autor.

Tabela 34 – Dados das cargas.

loc_name	chr_name	phtech	ulini	coslini	slini
Lodlv_70997	PtoTrafo_3556	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_70998	PtoTrafo_3576	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_68478	PtoTrafo_7027	3PH-'YN'	0,22	0,95	30
Lodlv_63509	PtoTrafo_25902	3PH-'YN'	0,22	0,95	30
Lodlv_71000	PtoTrafo_3581	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_71787	PtoTrafo_24138	3PH-'YN'	0,22	0,95	60
Lodlv_70983	PtoTrafo_3530	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_70995	PtoTrafo_3554	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_70996	PtoTrafo_3555	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_102592	PtoTrafo_31709	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_67226	PtoTrafo_3514	3PH-'YN'	0,22	0,95	60
Lodlv_70744	PtoTrafo_19029	3PH-'YN'	0,22	0,95	200
Lodlv_213406	PtoTrafo_42824	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_187175	PtoTrafo_40296	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_187176	PtoTrafo_40297	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_69973	PtoTrafo_20978	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_67373	PtoTrafo_3565	3PH-'YN'	0,22	0,95	100
Lodlv_81040	PtoTrafo_1177	3PH-'YN'	0,22	0,95	100
Lodlv_81121	PtoTrafo_2432	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_70981	PtoTrafo_3528	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_71404	PtoTrafo_23261	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_75937	PtoTrafo_2854	3PH-'YN'	0,22	0,95	400
Lodlv_169541	PtoTrafo_38481	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_169542	PtoTrafo_38479	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_169543	PtoTrafo_38480	3PH-'YN'	0,22	0,95	75

Lodlv_169544	PtoTrafo_38477	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_169545	PtoTrafo_38478	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_169546	PtoTrafo_38475	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_169547	PtoTrafo_38476	3PH-'YN'	0,22	0,95	30
Lodlv_169548	PtoTrafo_38474	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_71421	PtoTrafo_24487	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_128901	PtoTrafo_34509	3PH-'YN'	0,22	0,95	100
Lodlv_137538	PtoTrafo_35188	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_114498	PtoTrafo_33152	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_70978	PtoTrafo_3524	3PH-'YN'	0,22	0,95	100
Lodlv_70979	PtoTrafo_3526	2PH-'YN'	0,24	0,95	25
Lodlv_70986	PtoTrafo_3544	3PH-'YN'	0,22	0,95	300
Lodlv_70753	PtoTrafo_2431	3PH-'YN'	0,22	0,95	160
Lodlv_70967	PtoTrafo_3500	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_70969	PtoTrafo_3503	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_70970	PtoTrafo_3505	3PH-'YN'	0,22	0,95	30
Lodlv_70972	PtoTrafo_3507	3PH-'YN'	0,22	0,95	60
Lodlv_70988	PtoTrafo_3546	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_117696	PtoTrafo_33266	2PH-'YN'	0,24	0,95	10
Lodlv_71405	PtoTrafo_23262	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_74381	PtoTrafo_3521	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_67224	PtoTrafo_3510	3PH-'YN'	0,22	0,95	100
Lodlv_67225	PtoTrafo_3511	3PH-'YN'	0,22	0,95	100
Lodlv_67384	PtoTrafo_3575	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_67217	PtoTrafo_3494	3PH-'YN'	0,22	0,95	60
Lodlv_67219	PtoTrafo_3496	3PH-'YN'	0,22	0,95	30
Lodlv_67367	PtoTrafo_3558	3PH-'YN'	0,22	0,95	100

Lodlv_67381	PtoTrafo_3572	2PH-'YN'	0,24	0,95	25
Lodlv_67387	PtoTrafo_3580	2PH-'YN'	0,24	0,95	50
Lodlv_71198	PtoTrafo_21680	2PH-'YN'	0,24	0,95	5
Lodlv_71389	PtoTrafo_21241	2PH-'YN'	0,24	0,95	5
Lodlv_74382	PtoTrafo_3534	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_73394	PtoTrafo_3504	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_73778	PtoTrafo_3499	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_176025	PtoTrafo_39233	2PH-'YN'	0,24	0,95	15
Lodlv_73982	PtoTrafo_3539	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_77888	PtoTrafo_3540	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_78086	PtoTrafo_3520	3PH-'YN'	0,22	0,95	45
Lodlv_183969	PtoTrafo_39927	2PH-'YN'	0,24	0,95	25
Lodlv_187505	PtoTrafo_40308	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_187506	PtoTrafo_40309	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_187507	PtoTrafo_40310	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_187508	PtoTrafo_40311	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_187510	PtoTrafo_40313	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_187511	PtoTrafo_40314	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_204078	PtoTrafo_42001	3PH-'YN'	0,22	0,95	300
Lodlv_204079	PtoTrafo_42002	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_77962	PtoTrafo_3557	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_77963	PtoTrafo_3560	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_63211	PtoTrafo_24626	2PH-'YN'	0,24	0,95	15
Lodlv_63511	PtoTrafo_25939	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_76221	PtoTrafo_26186	2PH-'YN'	0,24	0,95	15
Lodlv_215662	PtoTrafo_43036	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_67221	PtoTrafo_3498	3PH-'YN'	0,22	0,95	50

Lodlv_67223	PtoTrafo_3509	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_67375	PtoTrafo_3566	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_67376	PtoTrafo_3567	3PH-'YN'	0,22	0,95	30
Lodlv_187509	PtoTrafo_40312	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_77348	PtoTrafo_22469	3PH-'YN'	0,22	0,95	125
Lodlv_77349	PtoTrafo_2427	3PH-'YN'	0,22	0,95	200
Lodlv_77350	PtoTrafo_27504	3PH-'YN'	0,22	0,95	350
Lodlv_77948	PtoTrafo_27505	3PH-'YN'	0,22	0,95	125
Lodlv_197439	PtoTrafo_41461	2PH-'YN'	0,24	0,95	25
Lodlv_70974	PtoTrafo_3513	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_70993	PtoTrafo_3552	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_70994	PtoTrafo_3553	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_70999	PtoTrafo_3578	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_158348	PtoTrafo_37462	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_158349	PtoTrafo_37465	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_158666	PtoTrafo_37494	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_158974	PtoTrafo_37466	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_158975	PtoTrafo_37467	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_158976	PtoTrafo_37468	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_73983	PtoTrafo_3543	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_133383	PtoTrafo_34957	2PH-'YN'	0,24	0,95	25
Lodlv_70512	PtoTrafo_18937	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_70975	PtoTrafo_3515	3PH-'YN'	0,22	0,95	60
Lodlv_70980	PtoTrafo_3527	2PH-'YN'	0,24	0,95	25
Lodlv_69780	PtoTrafo_20554	3PH-'YN'	0,22	0,95	125
Lodlv_69797	PtoTrafo_1176	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_70991	PtoTrafo_3550	2PH-'YN'	0,24	0,95	37,5

Lodlv_87950	PtoTrafo_28373	2PH-'YN'	0,24	0,95	15
Lodlv_217008	PtoTrafo_43128	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_177583	PtoTrafo_3573	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_178208	PtoTrafo_39507	2PH-'YN'	0,24	0,95	75
Lodlv_223135	PtoTrafo_43546	2PH-'YN'	0,24	0,95	25
Lodlv_128902	PtoTrafo_34511	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_117695	PtoTrafo_33265	2PH-'YN'	0,24	0,95	10
Lodlv_70745	PtoTrafo_19031	3PH-'YN'	0,22	0,95	350
Lodlv_70955	PtoTrafo_19059	3PH-'YN'	0,22	0,95	400
Lodlv_70984	PtoTrafo_3531	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_70985	PtoTrafo_3537	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_70990	PtoTrafo_3549	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_71194	PtoTrafo_17929	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_67220	PtoTrafo_3497	3PH-'YN'	0,22	0,95	100
Lodlv_67227	PtoTrafo_3518	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_67228	PtoTrafo_3532	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_67369	PtoTrafo_3561	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_67385	PtoTrafo_3577	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_67386	PtoTrafo_3579	3PH-'YN'	0,22	0,95	60
Lodlv_67368	PtoTrafo_3559	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_77958	PtoTrafo_27506	3PH-'YN'	0,22	0,95	45
Lodlv_175687	PtoTrafo_39083	2PH-'YN'	0,24	0,95	75
Lodlv_79365	PtoTrafo_3501	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_78088	PtoTrafo_3541	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_70751	PtoTrafo_19034	3PH-'YN'	0,22	0,95	100
Lodlv_70992	PtoTrafo_3551	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_70748	PtoTrafo_2425	3PH-'YN'	0,22	0,95	75

Lodlv_70976	PtoTrafo_3517	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_70968	PtoTrafo_3502	2PH-'YN'	0,24	0,95	25
Lodlv_70971	PtoTrafo_3506	2PH-'YN'	0,24	0,95	25
Lodlv_70982	PtoTrafo_3529	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_70989	PtoTrafo_3547	3PH-'YN'	0,22	0,95	60
Lodlv_71197	PtoTrafo_20598	2PH-'YN'	0,24	0,95	10
Lodlv_101134	PtoTrafo_31262	3PH-'YN'	0,22	0,95	200
Lodlv_175375	PtoTrafo_39007	2PH-'YN'	0,24	0,95	25
Lodlv_82009	PtoTrafo_3538	2PH-'YN'	0,24	0,95	25
Lodlv_175708	PtoTrafo_39158	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_176327	PtoTrafo_39280	2PH-'YN'	0,24	0,95	37,5
Lodlv_77961	PtoTrafo_19035	3PH-'YN'	0,22	0,95	30
Lodlv_222017	PtoTrafo_3512	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_67370	PtoTrafo_3562	3PH-'YN'	0,22	0,95	100
Lodlv_67372	PtoTrafo_3564	2PH-'YN'	0,24	0,95	15
Lodlv_67378	PtoTrafo_3569	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_67383	PtoTrafo_3574	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_81047	PtoTrafo_3542	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_157700	PtoTrafo_37403	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_158662	PtoTrafo_37469	2PH-'YN'	0,24	0,95	10
Lodlv_82600	PtoTrafo_25104	2PH-'YN'	0,24	0,95	10
Lodlv_82645	PtoTrafo_3536	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_80285	PtoTrafo_3519	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_71804	PtoTrafo_25106	3PH-'YN'	0,22	0,95	30
Lodlv_117694	PtoTrafo_33259	2PH-'YN'	0,24	0,95	10
Lodlv_67371	PtoTrafo_3563	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_67377	PtoTrafo_3568	3PH-'YN'	0,22	0,95	75

Lodlv_187512	PtoTrafo_40315	3PH-'YN'	0,22	0,95	45
Lodlv_187513	PtoTrafo_40316	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_187514	PtoTrafo_40317	3PH-'YN'	0,22	0,95	45
Lodlv_187515	PtoTrafo_40319	2PH-'YN'	0,24	0,95	25
Lodlv_70746	PtoTrafo_2423	3PH-'YN'	0,22	0,95	75
Lodlv_136581	PtoTrafo_3545	3PH-'YN'	0,22	0,95	50
Lodlv_161534	PtoTrafo_37722	3PH-'YN'	0,22	0,95	100

Fonte: próprio autor.

Tabela 35 – Dados dos geradores fotovoltaicos.

ID	loc_name	chr_name	sgn	cosn	cCategory	iShcModel	rtox	Kfactor	imax	Phtech
PV_70997	PV_70997	PtoTrafo_3556	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70998	PV_70998	PtoTrafo_3576	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_68478	PV_68478	PtoTrafo_7027	30	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_63509	PV_63509	PtoTrafo_25902	30	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_71000	PV_71000	PtoTrafo_3581	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_71787	PV_71787	PtoTrafo_24138	60	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70983	PV_70983	PtoTrafo_3530	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70995	PV_70995	PtoTrafo_3554	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70996	PV_70996	PtoTrafo_3555	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_102592	PV_102592	PtoTrafo_31709	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_67226	PV_67226	PtoTrafo_3514	60	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70744	PV_70744	PtoTrafo_19029	200	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_213406	PV_213406	PtoTrafo_42824	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_187175	PV_187175	PtoTrafo_40296	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_187176	PV_187176	PtoTrafo_40297	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_69973	PV_69973	PtoTrafo_20978	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_67373	PV_67373	PtoTrafo_3565	100	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_81040	PV_81040	PtoTrafo_1177	100	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_81121	PV_81121	PtoTrafo_2432	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70981	PV_70981	PtoTrafo_3528	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_71404	PV_71404	PtoTrafo_23261	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_75937	PV_75937	PtoTrafo_2854	400	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_169541	PV_169541	PtoTrafo_38481	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_169542	PV_169542	PtoTrafo_38479	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_169543	PV_169543	PtoTrafo_38480	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_169544	PV_169544	PtoTrafo_38477	75	1	pv	1	0,1	1	2	1

PV_169545	PV_169545	PtoTrafo_38478	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_169546	PV_169546	PtoTrafo_38475	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_169547	PV_169547	PtoTrafo_38476	30	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_169548	PV_169548	PtoTrafo_38474	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_71421	PV_71421	PtoTrafo_24487	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_128901	PV_128901	PtoTrafo_34509	100	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_137538	PV_137538	PtoTrafo_35188	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_114498	PV_114498	PtoTrafo_33152	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70978	PV_70978	PtoTrafo_3524	100	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70979	PV_70979	PtoTrafo_3526	25	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_70986	PV_70986	PtoTrafo_3544	300	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70753	PV_70753	PtoTrafo_2431	160	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70967	PV_70967	PtoTrafo_3500	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70969	PV_70969	PtoTrafo_3503	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70970	PV_70970	PtoTrafo_3505	30	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70972	PV_70972	PtoTrafo_3507	60	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70988	PV_70988	PtoTrafo_3546	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_117696	PV_117696	PtoTrafo_33266	10	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_71405	PV_71405	PtoTrafo_23262	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_74381	PV_74381	PtoTrafo_3521	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_67224	PV_67224	PtoTrafo_3510	100	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_67225	PV_67225	PtoTrafo_3511	100	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_67384	PV_67384	PtoTrafo_3575	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_67217	PV_67217	PtoTrafo_3494	60	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_67219	PV_67219	PtoTrafo_3496	30	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_67367	PV_67367	PtoTrafo_3558	100	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_67381	PV_67381	PtoTrafo_3572	25	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_67387	PV_67387	PtoTrafo_3580	50	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_71198	PV_71198	PtoTrafo_21680	5	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_71389	PV_71389	PtoTrafo_21241	5	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_74382	PV_74382	PtoTrafo_3534	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_73394	PV_73394	PtoTrafo_3504	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_73778	PV_73778	PtoTrafo_3499	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_176025	PV_176025	PtoTrafo_39233	15	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_73982	PV_73982	PtoTrafo_3539	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_77888	PV_77888	PtoTrafo_3540	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_78086	PV_78086	PtoTrafo_3520	45	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_183969	PV_183969	PtoTrafo_39927	25	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_187505	PV_187505	PtoTrafo_40308	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_187506	PV_187506	PtoTrafo_40309	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_187507	PV_187507	PtoTrafo_40310	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_187508	PV_187508	PtoTrafo_40311	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_187510	PV_187510	PtoTrafo_40313	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_187511	PV_187511	PtoTrafo_40314	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_204078	PV_204078	PtoTrafo_42001	300	1	pv	1	0,1	1	2	1

PV_204079	PV_204079	PtoTrafo_42002	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_77962	PV_77962	PtoTrafo_3557	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_77963	PV_77963	PtoTrafo_3560	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_63211	PV_63211	PtoTrafo_24626	15	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_63511	PV_63511	PtoTrafo_25939	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_76221	PV_76221	PtoTrafo_26186	15	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_215662	PV_215662	PtoTrafo_43036	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_67221	PV_67221	PtoTrafo_3498	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_67223	PV_67223	PtoTrafo_3509	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_67375	PV_67375	PtoTrafo_3566	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_67376	PV_67376	PtoTrafo_3567	30	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_187509	PV_187509	PtoTrafo_40312	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_77348	PV_77348	PtoTrafo_22469	125	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_77349	PV_77349	PtoTrafo_2427	200	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_77350	PV_77350	PtoTrafo_27504	350	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_77948	PV_77948	PtoTrafo_27505	125	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_197439	PV_197439	PtoTrafo_41461	25	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_70974	PV_70974	PtoTrafo_3513	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70993	PV_70993	PtoTrafo_3552	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70994	PV_70994	PtoTrafo_3553	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70999	PV_70999	PtoTrafo_3578	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_158348	PV_158348	PtoTrafo_37462	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_158349	PV_158349	PtoTrafo_37465	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_158666	PV_158666	PtoTrafo_37494	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_158974	PV_158974	PtoTrafo_37466	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_158975	PV_158975	PtoTrafo_37467	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_158976	PV_158976	PtoTrafo_37468	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_73983	PV_73983	PtoTrafo_3543	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_133383	PV_133383	PtoTrafo_34957	25	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_70512	PV_70512	PtoTrafo_18937	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70975	PV_70975	PtoTrafo_3515	60	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70980	PV_70980	PtoTrafo_3527	25	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_69780	PV_69780	PtoTrafo_20554	125	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_69797	PV_69797	PtoTrafo_1176	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70991	PV_70991	PtoTrafo_3550	38	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_87950	PV_87950	PtoTrafo_28373	15	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_217008	PV_217008	PtoTrafo_43128	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_177583	PV_177583	PtoTrafo_3573	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_178208	PV_178208	PtoTrafo_39507	75	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_223135	PV_223135	PtoTrafo_43546	25	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_128902	PV_128902	PtoTrafo_34511	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_117695	PV_117695	PtoTrafo_33265	10	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_70745	PV_70745	PtoTrafo_19031	350	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70955	PV_70955	PtoTrafo_19059	400	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70984	PV_70984	PtoTrafo_3531	50	1	pv	1	0,1	1	2	1

PV_70985	PV_70985	PtoTrafo_3537	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70990	PV_70990	PtoTrafo_3549	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_71194	PV_71194	PtoTrafo_17929	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_67220	PV_67220	PtoTrafo_3497	100	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_67227	PV_67227	PtoTrafo_3518	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_67228	PV_67228	PtoTrafo_3532	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_67369	PV_67369	PtoTrafo_3561	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_67385	PV_67385	PtoTrafo_3577	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_67386	PV_67386	PtoTrafo_3579	60	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_67368	PV_67368	PtoTrafo_3559	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_77958	PV_77958	PtoTrafo_27506	45	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_175687	PV_175687	PtoTrafo_39083	75	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_79365	PV_79365	PtoTrafo_3501	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_78088	PV_78088	PtoTrafo_3541	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70751	PV_70751	PtoTrafo_19034	100	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70992	PV_70992	PtoTrafo_3551	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70748	PV_70748	PtoTrafo_2425	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70976	PV_70976	PtoTrafo_3517	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70968	PV_70968	PtoTrafo_3502	25	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_70971	PV_70971	PtoTrafo_3506	25	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_70982	PV_70982	PtoTrafo_3529	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_70989	PV_70989	PtoTrafo_3547	60	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_71197	PV_71197	PtoTrafo_20598	10	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_101134	PV_101134	PtoTrafo_31262	200	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_175375	PV_175375	PtoTrafo_39007	25	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_82009	PV_82009	PtoTrafo_3538	25	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_175708	PV_175708	PtoTrafo_39158	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_176327	PV_176327	PtoTrafo_39280	38	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_77961	PV_77961	PtoTrafo_19035	30	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_222017	PV_222017	PtoTrafo_3512	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_67370	PV_67370	PtoTrafo_3562	100	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_67372	PV_67372	PtoTrafo_3564	15	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_67378	PV_67378	PtoTrafo_3569	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_67383	PV_67383	PtoTrafo_3574	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_81047	PV_81047	PtoTrafo_3542	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_157700	PV_157700	PtoTrafo_37403	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_158662	PV_158662	PtoTrafo_37469	10	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_82600	PV_82600	PtoTrafo_25104	10	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_82645	PV_82645	PtoTrafo_3536	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_80285	PV_80285	PtoTrafo_3519	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_71804	PV_71804	PtoTrafo_25106	30	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_117694	PV_117694	PtoTrafo_33259	10	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_67371	PV_67371	PtoTrafo_3563	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_67377	PV_67377	PtoTrafo_3568	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_187512	PV_187512	PtoTrafo_40315	45	1	pv	1	0,1	1	2	1

PV_187513	PV_187513	PtoTrafo_40316	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_187514	PV_187514	PtoTrafo_40317	45	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_187515	PV_187515	PtoTrafo_40319	25	1	pv	1	0,1	1	2	4
PV_70746	PV_70746	PtoTrafo_2423	75	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_136581	PV_136581	PtoTrafo_3545	50	1	pv	1	0,1	1	2	1
PV_161534	PV_161534	PtoTrafo_37722	100	1	pv	1	0,1	1	2	1

Fonte: próprio autor.

APÊNDICE A - Tabelas

As tabelas 36, 37 e 38 contêm os dados do sistema da Figura 5 usado para a validação das equações.

Tabela 36 – Dados das cargas.

Barra	Conexão	Potência Ativa kW	Potência reativa kVAr	Número de fases
1,1	Δ - PQ	15	13	3
2,1	Y - PQ	17	9	3
3,1	Y - Z	90	70	3
3,2	Δ - PQ	21	18	3

Fonte: Próprio autor.

Tabela 37 – Dados das linhas.

linha	r (ohms/km)	x (ohms/km)	Comprimento (m)	Número de fases
1,1	0.486	0.86	50	3
2,1	0.486	0.86	100	3
3,1	0.486	0.86	30	3
3,2	0.486	0.86	10	3

Fonte: Próprio autor.

Tabela 38 – Dados dos geradores.

Gerador	Conexão	Potência Ativa kW	Potência reativa kVAr	Número de fases
1,1	Y - PQ	12	0	3
2,1	Y - PQ	12	0	3
3,1	Y - PQ	80	0	3
3,2	Y - PQ	20	0	3

Fonte: Próprio autor.

APÊNDICE B - Trabalhos Publicados

- 1- H. M. Barradas, R. F. Buzo, F. B. Leão, “Analysis of voltage and short-circuit current on photovoltaic generation dominated distribution systems”, VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2018, Niteroi-RJ.