

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA – PECE  
ENERGIAS RENOVÁVEIS, GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

JACQUES JULIEN DEROUALLE

**ESTUDO DE DESEMPENHO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO  
SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO SUBTERRÂNEA COM REDE  
RETICULADA *SPOT*: UM ESTUDO DE CASO**

São Paulo  
2012

JACQUES JULIEN DEROUALLE

**ESTUDO DE DESEMPENHO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO  
SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO SUBTERRÂNEA COM REDE  
RETICULADA *SPOT*: UM ESTUDO DE CASO**

Monografia apresentada ao Programa de  
Educação Continua – PECE – Especialização  
em Energias Renováveis, Geração Distribuída  
e Eficiência Energética.

Orientador: Prof. Dr. José Aquiles Baesso  
Grimoni

**São Paulo  
2012**

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho a minha avó Enedina Martinelli.

## **AGRADECIMENTOS**

Ao professor Doutor José Aquiles Baesso Grimoni, pela orientação e contribuições durante todo o trabalho.

Ao amigo e colega de trabalho Engenheiro Ricardo de Oliveira Brandão, por compartilhar seu vasto conhecimento e experiência na execução deste trabalho.

A todos os professores do curso de especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética, pelo ótimo curso e trocas de conhecimentos.

Ao colega de curso Cleber Machado, Engenheiro da empresa Smarttech, pela disponibilização do programa computacional PTW, versão de demonstração.

Quanto mais nos elevamos, menores  
parecemos aos olhos daqueles que não  
sabem voar.

(Friedrich Nietzsche)

## RESUMO

Este trabalho analisa e discute tecnicamente a inserção da geração distribuída, através da utilização de turbinas a gás, no sistema reticulado *spot* de distribuição elétrica, com a mesma topologia de rede subterrânea utilizada pela concessionária de energia AES Eletropaulo. Aborda também os efeitos que ocorrem na rede com o funcionamento de geradores na média e baixa tensão, por meio de simulações computacionais de curto-circuitos, fluxos de potência, níveis de tensão, perdas técnicas e transitórios elétricos em casos de “ilhamento”. Dentro deste contexto também é feito uma análise dos benefícios e dificuldades que a geração traz para as redes de distribuição subterrânea. Mostra também os entraves técnicos da difusão de geradores conectados no sistema de distribuição. Por fim, discutem-se as possibilidades técnicas para a correta aplicação dos geradores nas redes.

Palavras-chave: Geração distribuída. Sistema de distribuição subterrânea. Rede reticulada *spot*. Turbinas a gás. Minigeração.

## **ABSTRACT**

This project analyses and discusses, technically, the insertion of distributed generation, through the use of gas turbines, in the electrical spot network system, with the same underground network topology used by AES Eletropaulo utility. It also approaches the effects that take place in the network with the operation of generators in the medium and low voltage, by means of computer simulations of short-circuits, power flows, voltage levels, technical losses and electrical transient in case of “islands”. In this context, an analysis of the benefits and difficulties that the generation brings to the underground network is also made. It shows the technical restraints of the diffusion of generators connected to the distribution system. Finally, the technical possibilities for the correct application of generators in networks are discussed.

Keywords: Distributed generation. Underground Distribution System. Spot secondary network. Gas turbines. Small distributed generation.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

|                                                                                                                                                               |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Figura 1:</b> Grandes estabelecimentos do centro de São Paulo conectados no sistema reticulado de distribuição.....                                        | 18 |
| <b>Figura 2:</b> Sistema primitivo de geração de energia .....                                                                                                | 19 |
| <b>Figura 3:</b> Diagrama de uma microturbina com duplo eixo .....                                                                                            | 25 |
| <b>Figura 4:</b> Sistema fotovoltaico de geração de energia elétrica.....                                                                                     | 26 |
| <b>Figura 5:</b> Esquemático de uma célula combustível PEM .....                                                                                              | 27 |
| <b>Figura 6:</b> Partes construtivas do gerador síncrono.....                                                                                                 | 35 |
| <b>Figura 7:</b> Gerador sem aterramento alimentando “ilha” com curto fase-terra.....                                                                         | 38 |
| <b>Figura 8:</b> Comportamento da GD na ocorrência de curto fase-terra .....                                                                                  | 40 |
| <b>Figura 9:</b> Ressonância em série entre gerador e capacitores durante “ilhamento” ..                                                                      | 42 |
| <b>Figura 10:</b> <i>Tradeoff</i> das sobretensões e correntes de sequência zero utilizando reatores de aterramento com diferentes potências de geração ..... | 44 |
| <b>Figura 11:</b> Interação entre gerador e regulador de tensão nas redes de distribuição .....                                                               | 45 |
| <b>Figura 12:</b> O sistema de entrega de energia elétrica.....                                                                                               | 47 |
| <b>Figura 13:</b> Primórdios da construção do reticulado na cidade de São Paulo .....                                                                         | 49 |
| <b>Figura 14:</b> Ilustração do sistema reticulado <i>network</i> .....                                                                                       | 51 |
| <b>Figura 15:</b> Sistema <i>spot network</i> com três alimentadores primários .....                                                                          | 52 |
| <b>Figura 16:</b> Protetor de redes modelo CM-22, relé eletromecânico .....                                                                                   | 53 |
| <b>Figura 17:</b> Representação esquemática de uma falha no sistema reticulado .....                                                                          | 54 |
| <b>Figura 18:</b> Desenho ilustrativo do cabo de potência utilizado nos circuitos tronco das simulações .....                                                 | 62 |
| <b>Figura 19:</b> Desenho ilustrativo do cabo de potência utilizado nos circuitos ramais das simulações.....                                                  | 63 |
| <b>Figura 20:</b> Desenho ilustrativo do cabo utilizado nas saídas dos transformadores das simulações.....                                                    | 64 |



|                                                                                                              |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Figura 21:</b> Diagrama Unifilar da subestação e do MINI – ALPHA adotado nas simulações .....             | 67 |
| <b>Figura 22:</b> Diagrama Unifilar do MINI – BETA adotado nas simulações .....                              | 69 |
| <b>Figura 23:</b> Diagrama Unifilar do MINI – GAMMA adotado nas simulações .....                             | 71 |
| <b>Figura 24:</b> Diagrama Unifilar do MINI – DELTA adotado nas simulações .....                             | 72 |
| <b>Figura 25:</b> Diagrama Unifilar do MINI – ZETA adotado nas simulações .....                              | 74 |
| <b>Figura 26:</b> Diagrama Unifilar do MINI – LAMBDA adotado nas simulações .....                            | 75 |
| <b>Figura 27:</b> Dados nominais da série M1A de turbinas a gás .....                                        | 76 |
| <b>Figura 28:</b> Gráfico de eficiência da série de turbinas M1A .....                                       | 77 |
| <b>Figura 29:</b> Características construtivas da série de turbinas M1A.....                                 | 77 |
| <b>Figura 30:</b> Características construtivas do gerador síncrono AMG 0400CL04.....                         | 78 |
| <b>Figura 31:</b> Gráfico de eficiência do gerador síncrono AMG 0400CL04 .....                               | 79 |
| <b>Figura 32:</b> Bloco de controle do excitador do gerador – “1979 IEEE <i>Standard Type 1</i> / PTW” ..... | 81 |
| <b>Figura 33:</b> Bloco de controle da potência da turbina – “ <i>GAS TURBINE</i> – PTW” .....               | 81 |
| <b>Figura 34:</b> Gráfico do consumo de energia elétrica pelo MINI – ALPHA.....                              | 83 |
| <b>Figura 35:</b> Gráfico do consumo de energia elétrica pelo MINI – BETA .....                              | 83 |
| <b>Figura 36:</b> Gráfico do consumo de energia elétrica pelo MINI – GAMMA .....                             | 84 |
| <b>Figura 37:</b> Gráfico do consumo de energia elétrica pelo MINI – DELTA .....                             | 84 |
| <b>Figura 38:</b> Gráfico do consumo de energia elétrica pelo MINI – ZETA .....                              | 85 |
| <b>Figura 39:</b> Gráfico do consumo de energia elétrica pelo MINI – LAMBDA.....                             | 85 |
| <b>Figura 40:</b> Gráfico do consumo total de energia elétrica pelo Sistema Reticulado <i>Spot</i> .....     | 86 |
| <b>Figura 41:</b> Gráfico da carga suprida pela subestação para o MINI – ALPHA, considerando a GD .....      | 88 |
| <b>Figura 42:</b> Gráfico da carga suprida pela subestação para o MINI – LAMBDA, considerando a GD .....     | 88 |

|                                                                                                             |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Figura 43:</b> Gráfico da carga suprida pela subestação para o MINI – ZETA, considerando a GD .....      | 89  |
| <b>Figura 44:</b> Gráfico da carga suprida pela subestação para o sistema, considerando a GD .....          | 90  |
| <b>Figura 45:</b> Correntes de curto-circuito na subestação e no MINI – ALPHA, desconsiderando a GD.....    | 92  |
| <b>Figura 46:</b> Correntes de curto-circuito na subestação e no MINI – ALPHA, considerando a GD .....      | 94  |
| <b>Figura 47:</b> Correntes de curto-circuito no MINI – ZETA, considerando a GD.....                        | 95  |
| <b>Figura 48:</b> Correntes de curto-circuito no MINI – LAMBDA, considerando a GD .....                     | 96  |
| <b>Figura 49:</b> Características de abertura por potência do protetor <i>network</i> .....                 | 108 |
| <b>Figura 50:</b> Reapresentação esquemática da RDS e diagrama vetorial de fases ...                        | 108 |
| <b>Figura 51:</b> Tensão de fase na barra BR-23 (MINI – ALPHA) durante o evento de falha (Caso 1).....      | 111 |
| <b>Figura 52:</b> Corrente de linha no ramo MT-22 (MINI – ALPHA) durante o evento de falha (Caso 1).....    | 112 |
| <b>Figura 53:</b> Tensão de fase na barra BR-44 (MINI – ALPHA) durante o evento de falha (Caso 1).....      | 113 |
| <b>Figura 54:</b> Corrente de linha no ramo BT-1 (MINI – ALPHA) durante o evento de falha (Caso 1).....     | 113 |
| <b>Figura 55:</b> Fluxo de potência no ramo BT-1 (MINI – ALPHA) durante o evento de falha (Caso 1).....     | 114 |
| <b>Figura 56:</b> Frequência elétrica da barra BR-71 (MINI – ALPHA) durante o evento de falha (Caso 1)..... | 115 |
| <b>Figura 57:</b> Corrente de linha no ramo BT-22 (MINI – ALPHA) durante o evento de falha (Caso 1).....    | 115 |
| <b>Figura 58:</b> Tensão de fase na barra BR-39 (MINI – ZETA) durante o evento de falha (Caso 2).....       | 116 |
| <b>Figura 59:</b> Corrente de linha no ramo MT-38 (MINI – ZETA) durante o evento de falha (Caso 2).....     | 117 |

|                                                                                                            |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Figura 60:</b> Tensão de fase na barra BR-60 (MINI – ZETA) durante o evento de falha (Caso 2).....      | 118 |
| <b>Figura 61:</b> Corrente de linha no ramo BT-24 (MINI – ZETA) durante o evento de falha (Caso 2).....    | 118 |
| <b>Figura 62:</b> Fluxo de potência no ramo BT-24 (MINI – ZETA) durante o evento de falha (Caso 2).....    | 119 |
| <b>Figura 63:</b> Frequência elétrica da barra BR-73 (MINI – ZETA) durante o evento de falha (Caso 2)..... | 120 |
| <b>Figura 64:</b> Tensão de fase na barra BR-73 (MINI – ZETA) durante o evento de falha (Caso 2).....      | 120 |
| <b>Figura 65:</b> Esquemático de uma malha reticulada infinita com a presença do relé MIR.....             | 123 |

## LISTA DE TABELAS

|                                                                                                             |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Tabela 1:</b> Sumário das tecnologias presentes na geração distribuída.....                              | 23 |
| <b>Tabela 2:</b> Características dos sistemas reticulados em São Paulo até o final da década de 70.....     | 50 |
| <b>Tabela 3:</b> Níveis de tensão considerados para conexão de centrais geradoras.....                      | 58 |
| <b>Tabela 4:</b> Requisitos mínimos em função da potência instalada .....                                   | 58 |
| <b>Tabela 5:</b> Modelagem da subestação transformadora nas simulações computacionais .....                 | 61 |
| <b>Tabela 6:</b> Dados construtivos do cabo de potência utilizado nos circuitos tronco das simulações ..... | 62 |
| <b>Tabela 7:</b> Dados construtivos do cabo de potência utilizado nos circuitos ramais das simulações ..... | 63 |
| <b>Tabela 8:</b> Dados construtivos do cabo utilizado nas saídas dos transformadores das simulações .....   | 64 |
| <b>Tabela 9:</b> Dados construtivos do cabo utilizado nas saídas dos geradores das simulações .....         | 65 |
| <b>Tabela 10:</b> Dados construtivos da Figura 21 (MINI – ALPHA).....                                       | 66 |
| <b>Tabela 11:</b> Dados construtivos da Figura 22 (MINI – BETA) .....                                       | 68 |
| <b>Tabela 12:</b> Dados construtivos da Figura 23 (MINI – GAMMA) .....                                      | 69 |
| <b>Tabela 13:</b> Dados construtivos da Figura 24 (MINI – DELTA) .....                                      | 70 |
| <b>Tabela 14:</b> Dados construtivos da Figura 25 (MINI – ZETA) .....                                       | 73 |
| <b>Tabela 15:</b> Dados construtivos da Figura 26 (MINI – LAMBDA).....                                      | 73 |
| <b>Tabela 16:</b> Dados elétricos dos geradores síncronos utilizado nas simulações .....                    | 78 |
| <b>Tabela 17:</b> Dados de contorno das minigeradoras utilizada nas simulações .....                        | 79 |
| <b>Tabela 18:</b> Consumo de energia elétrica nos horários de ponta e fora de ponta .....                   | 87 |
| <b>Tabela 19:</b> Níveis de curto-circuito da Figura 45 (MINI – ALPHA e subestação).....                    | 93 |
| <b>Tabela 20:</b> Níveis de curto-circuito dos geradores.....                                               | 95 |

|                                                                                                        |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Tabela 21:</b> Comparação dos níveis de curto-circuito do MINI – ALPHA e subestação .....           | 97  |
| <b>Tabela 22:</b> Comparação dos níveis de curto-circuito do MINI – BETA .....                         | 97  |
| <b>Tabela 23:</b> Comparação dos níveis de curto-circuito do MINI – GAMMA .....                        | 97  |
| <b>Tabela 24:</b> Comparação dos níveis de curto-circuito do MINI – DELTA .....                        | 98  |
| <b>Tabela 25:</b> Comparação dos níveis de curto-circuito do MINI – ZETA .....                         | 98  |
| <b>Tabela 26:</b> Comparação dos níveis de curto-circuito do MINI – LAMBDA .....                       | 98  |
| <b>Tabela 27:</b> Fluxo de potência e o carregamento dos transformadores do MINI – ALPHA .....         | 102 |
| <b>Tabela 28:</b> Fluxo de potência e o carregamento dos transformadores do MINI – BETA .....          | 102 |
| <b>Tabela 29:</b> Fluxo de potência e o carregamento dos transformadores do MINI – ZETA .....          | 103 |
| <b>Tabela 30:</b> Fluxo de potência e o carregamento dos transformadores do MINI – LAMBDA .....        | 103 |
| <b>Tabela 31:</b> Fluxo de potência e o carregamento da subestação/circuito primário ..                | 105 |
| <b>Tabela 32:</b> Perdas elétricas com a introdução da geração distribuída no sistema reticulado ..... | 109 |
| <b>Tabela 33:</b> Níveis de tensão com a introdução da geração distribuída no sistema reticulado ..... | 109 |

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

|              |                                                            |
|--------------|------------------------------------------------------------|
| <b>ANEEL</b> | Agência Nacional de Energia Elétrica                       |
| <b>BR</b>    | Barra                                                      |
| <b>BT</b>    | Baixa Tensão                                               |
| <b>DJ</b>    | Disjuntor                                                  |
| <b>GD</b>    | Geração Distribuída                                        |
| <b>FP</b>    | Fator de Potência                                          |
| <b>IEA</b>   | International Energy Agency                                |
| <b>IEEE</b>  | Institute of Electrical and Electronics Engineers          |
| <b>MIR</b>   | Minimum Import Relay                                       |
| <b>MT</b>    | Média Tensão                                               |
| <b>NREA</b>  | National Renewable Energy Laboratory                       |
| <b>OECD</b>  | The Organization for Economic Co-operation and Development |
| <b>PTW</b>   | Power*Tools for Windows                                    |

# SUMÁRIO

|                                                                                |           |
|--------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>INTRODUÇÃO .....</b>                                                        | <b>17</b> |
| <b>1 REVISÃO DA LITERATURA .....</b>                                           | <b>19</b> |
| <b>1.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....</b>                                            | <b>19</b> |
| <b>1.1.1 Definições .....</b>                                                  | <b>21</b> |
| <b>1.1.2 Tecnologias.....</b>                                                  | <b>22</b> |
| 1.1.2.1 Motores de combustão interna.....                                      | 23        |
| 1.1.2.2 Microturbinas.....                                                     | 24        |
| 1.1.2.3 Painéis fotovoltaicos.....                                             | 25        |
| 1.1.2.4 Células combustíveis .....                                             | 26        |
| <b>1.1.3 Benefícios da Geração Distribuída .....</b>                           | <b>27</b> |
| 1.1.3.1 Diversidade de fontes energéticas .....                                | 28        |
| 1.1.3.2 Confiabilidade do sistema .....                                        | 29        |
| 1.1.3.3 Aumento da qualidade de energia.....                                   | 29        |
| 1.1.3.4 Compatibilidade ambiental .....                                        | 30        |
| 1.1.3.5 Investimentos na rede elétrica.....                                    | 30        |
| <b>1.1.4 Entraves da Geração Distribuída .....</b>                             | <b>31</b> |
| 1.1.4.1 Custo financeiro .....                                                 | 31        |
| 1.1.4.2 Restrita escolha de combustíveis primários .....                       | 31        |
| 1.1.4.3 Previsibilidade de potência na rede.....                               | 32        |
| 1.1.4.4 Impacto na qualidade de energia .....                                  | 32        |
| 1.1.4.5 Conexão com a rede .....                                               | 33        |
| <b>1.1.5 Interface da Geração Distribuída com a Rede de Distribuição .....</b> | <b>33</b> |
| 1.1.5.1 Modelagem de pequenos geradores.....                                   | 34        |
| 1.1.5.2 Questões de “ilhamento” .....                                          | 37        |
| 1.1.5.3 Conexões dos transformadores na geração distribuída .....              | 38        |

|         |                                                                        |    |
|---------|------------------------------------------------------------------------|----|
| 1.1.5.4 | Proteções “anti-ilhamento” .....                                       | 40 |
| 1.1.5.5 | Auto-excitação.....                                                    | 41 |
| 1.1.5.6 | Ferroressonância .....                                                 | 42 |
| 1.1.5.7 | <i>Tradeoff</i> entre sobretensões e correntes de curto-circuito ..... | 43 |
| 1.1.5.8 | Regulação de tensão .....                                              | 43 |
| 1.2     | SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA SUBTERRÂNEA.....                      | 45 |
| 1.2.1   | <b>Sistema Reticulado Subterrâneo.....</b>                             | 48 |
| 1.2.1.1 | Histórico do sistema reticulado no Brasil.....                         | 48 |
| 1.2.1.2 | Topologias.....                                                        | 50 |
| 1.2.1.3 | Protetor de redes ( <i>network protector</i> ).....                    | 53 |
| 1.3     | ASPECTOS REGULATÓRIOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....                      | 55 |
| 1.3.1   | <b>Resolução Normativa Nº 482, de 17 de Abril de 2012.....</b>         | 55 |
| 1.3.2   | <b>Módulo 3 do PRODIST – Acesso ao Sistema de Distribuição .....</b>   | 57 |
| 2       | <b>MATERIAIS E MÉTODOS .....</b>                                       | 60 |
| 2.1     | CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO .....                       | 60 |
| 2.1.1   | <b>Estação Transformadora de Distribuição.....</b>                     | 61 |
| 2.1.2   | <b>Circuitos Alimentadores de Média Tensão .....</b>                   | 61 |
| 2.1.2.1 | Circuitos tronco .....                                                 | 61 |
| 2.1.2.2 | Circuitos de derivação.....                                            | 62 |
| 2.1.3   | <b>Circuitos Alimentadores de Baixa Tensão .....</b>                   | 63 |
| 2.1.3.1 | Circuitos de saída dos transformadores.....                            | 63 |
| 2.1.3.2 | Circuitos de saída dos geradores.....                                  | 65 |
| 2.1.4   | <b>Mini-reticulados .....</b>                                          | 65 |
| 2.1.4.1 | Mini-reticulado ALPHA .....                                            | 66 |
| 2.1.4.2 | Mini-reticulado BETA.....                                              | 68 |
| 2.1.4.3 | Mini-reticulado GAMMA .....                                            | 68 |
| 2.1.4.4 | Mini-reticulado DELTA .....                                            | 70 |



|         |                                                             |     |
|---------|-------------------------------------------------------------|-----|
| 2.1.4.5 | Mini-reticulado ZETA.....                                   | 72  |
| 2.1.4.6 | Mini-reticulado LAMBDA .....                                | 73  |
| 2.2     | CARACTERÍSTICAS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....                | 75  |
| 2.2.1   | Turbinas a Gás.....                                         | 76  |
| 2.2.2   | Geradores Síncronos .....                                   | 78  |
| 2.3     | METODOLOGIA DAS SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS .....             | 79  |
| 2.3.1   | Fluxo de Potência.....                                      | 80  |
| 2.3.2   | Curto-circuito .....                                        | 80  |
| 2.3.3   | Estabilidade Transitória dos Geradores .....                | 80  |
| 3       | RESULTADOS E DISCUSSÃO .....                                | 82  |
| 3.1     | BALANÇO ENERGÉTICO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....             | 82  |
| 3.1.1   | Consumo de Energia Elétrica.....                            | 82  |
| 3.1.2   | Geração de Energia Elétrica .....                           | 87  |
| 3.2     | CURTO-CIRCUITO NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....                  | 91  |
| 3.2.1   | Simulações de Curto-circuito sem a Geração Distribuída..... | 92  |
| 3.2.2   | Simulações de Curto-circuito com a Geração Distribuída..... | 93  |
| 3.3     | FLUXO DE POTÊNCIA NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....               | 100 |
| 3.3.1   | Fluxo de Potência e o Carregamento do Sistema.....          | 101 |
| 3.3.2   | Perdas Elétricas no Sistema.....                            | 107 |
| 3.3.3   | Variações de Tensão nos Mini-reticulados .....              | 109 |
| 3.4     | ESTABILIDADE TRANSITÓRIA DOS GERADORES NA GD.....           | 110 |
| 3.4.1   | Caso 1 – Geração Distribuída na Baixa Tensão.....           | 111 |
| 3.4.2   | Caso 2 – Geração Distribuída na Média Tensão .....          | 116 |
| 4       | CONCLUSÕES.....                                             | 121 |
|         | REFERÊNCIAS.....                                            | 124 |

## INTRODUÇÃO

São fortes as tendências mundiais de mudar o mix energético nos países com a entrada de novas fontes de energia renovável, ações de eficiência energética, microgeração, utilização de carros elétricos, etc. Existe uma pressão muito grande por parte da sociedade à necessidade de mudança do atual sistema centralizado de geração de energia, de forma a fazer frente às metas de reduções de emissões de gás carbônico e diminuição do impacto ambiental (SILVA, 2011).

Esse processo de mudança inclui, além de outras tecnologias, a implementação da geração distribuída nos grandes centros urbanos, onde a densidade de consumo energético pela população já se encontra em grandes níveis.

A geração distribuída caracteriza-se por pequenas usinas instaladas próximas às cargas, para que a energia gerada possa ser diretamente consumida. Além das vantagens ambientais de sua utilização com fontes renováveis de energia, como painéis solares, turbinas a gás natural e outros insumos, ela ainda reduz custos por não fazer uso do sistema de transmissão de energia. A geração distribuída com fontes renováveis é uma forma de geração de energia que visa gerar eletricidade em harmonia com o meio-ambiente (SILVA, 2011).

Nos grandes centros metropolitanos, como São Paulo, Rio de Janeiro e Nova York, as redes elétricas de distribuição subterrâneas foram concebidas com topologia para terem alta confiabilidade, utilizando conexão em malha com múltiplos alimentadores para uma mesma carga, caracterizando assim, o sistema reticulado de distribuição. Esse tipo de sistema foi projetado para suportar a perda de alimentadores de média tensão sem a interrupção de eletricidade para os consumidores de baixa tensão. A cada perda de alimentador o sistema entra em situação de contingência. O equipamento responsável por isolar a perda dos alimentadores, o que o torna parte vital do sistema reticulado, são os chamados protetores de redes (*Network Protector*) que funcionam como chaves religadoras automáticas com diversas funções de proteção (SILVA, 2011).

As principais oportunidades de utilização do sistema de geração distribuída se encontram nas grandes metrópoles, cuja parte do sistema de distribuição elétrica se encontra nas redes reticuladas subterrâneas. Pode-se destacar como principal

segmento propício ao desenvolvimento da GD o setor de serviços, tais como o shopping centers, hospitais, supermercados e hotéis. As unidades de geração solar, tanto fotovoltaica quanto térmica, células de combustível e a cogeração, serão os principais vetores da GD nesses tipos de estabelecimentos (SILVA, 2011).

A Figura 1 exemplifica os estabelecimentos do centro da cidade de São Paulo que são alimentados pelo sistema reticulado da concessionária “AES Eletropaulo”. Fica claro que com a disseminação da geração distribuída, o sistema reticulado terá papel importantíssimo no acompanhamento da mudança para uma geração regional de energia em contraste à total dependência de usinas predominantemente hidrelétricas, interligadas em grandes blocos (SILVA, 2011).

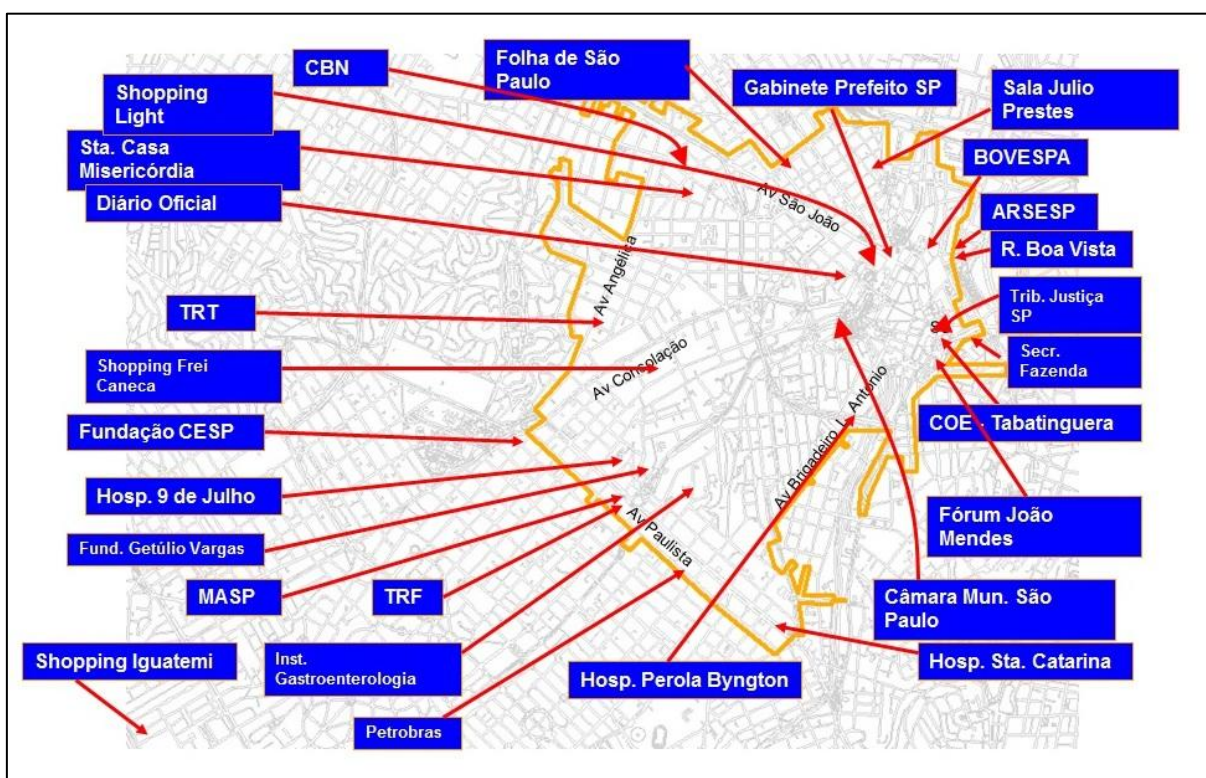


Figura 1: Grandes estabelecimentos do centro de São Paulo conectados no sistema reticulado de distribuição (AES Eletropaulo, Corp.)

Este trabalho tem como objetivo realizar um estudo de caso técnico da implementação da geração distribuída, através da utilização de turbinas a gás, diretamente na rede elétrica de distribuição subterrânea com topologia reticulada *spot*. Identificar os impactos na rede, tanto positivos quanto negativos, e os desafios a serem superados para disseminação desta nova filosofia de distribuição e geração de energia.

# 1 REVISÃO DA LITERATURA

## 1.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Nesses últimos anos, o termo geração distribuída vem ganhando força no cenário de distribuição de energia elétrica, todavia, não se trata de um novo conceito. Basicamente, antes de a eletricidade ser introduzida como uma alternativa comercial para a energia, a qual era historicamente provida por vapor, mecanismos hidráulicos, carvão e gás, toda a energia era produzida perto do mecanismo ou serviço que a demandava (BORBELY; KREIDER, 2001, tradução nossa).

Desde o seu início como um setor, a eletricidade tem competido contra o gás no mercado de energia. De fato, a lâmpada de arco voltaico, um sistema autônomo inventado em meados do século XIX, procurou substituir o uso de lâmpadas a gás supridas por gás canalizado (uma mistura de hidrogênio e monóxido de carbono), às quais tinham um menor custo, porém maior volatilidade. A produção e distribuição de gás foi o primeiro elemento centralizador no fornecimento de energia nas indústrias modernas, produzido inicialmente nas próprias instalações e depois em grandes gaseificadores. Em meados de 1870, gás canalizado era conduzido praticamente por toda parte nas grandes metrópoles dos Estados Unidos e da Europa. Uma primitiva central de energia é mostrada na Figura 2 (BORBELY; KREIDER, 2001, tradução nossa).

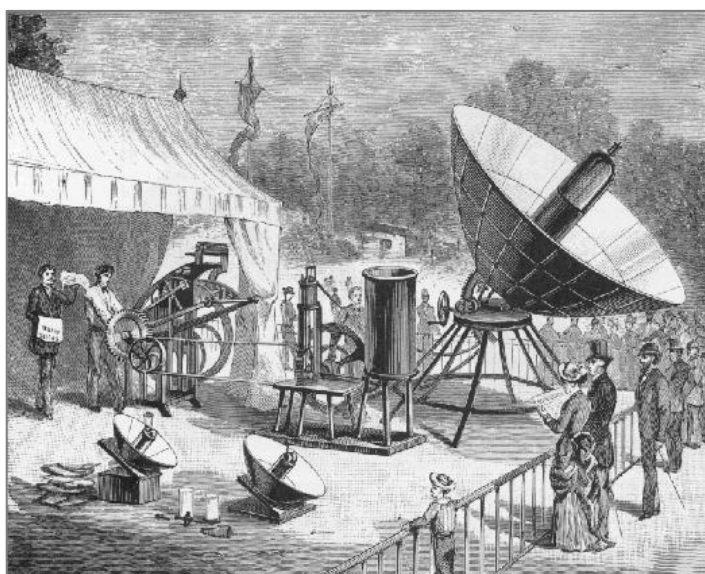


Figura 2: Sistema primitivo de geração de energia (BORBELY; KREIDER, 2001)

Thomas Edison foi o criador do primeiro sistema de distribuição de energia elétrica, imitando o setor de iluminação a gás. Ele criou um sistema localizado na Rua Pearl, em Nova Iorque, cujos motores eram acionados por máquinas a vapor e toda energia era distribuída por barras de cobre. A rede abrangia uma área aproximada de 1500 metros de raio em torno da usina e chegou a distribuir energia em corrente contínua para até 400 clientes. Inicialmente voltada para a iluminação pública e residências, a rede logo obteve grande aceitação e necessitou ser expandida. Porém, as limitações econômicas e técnicas da época impediram a expansão até grandes distâncias (FERNANDES, 2003).

Com o advento da corrente alternada, a qual possibilitou a transmissão de energia a distâncias consideráveis, e a redução no custo de capital por kWh de energia elétrica gerada, começava-se a geração, distribuição e administração do sistema de forma centralizada (BORBELY; KREIDER, 2001, tradução nossa).

Inicialmente, concessionárias de energia elétrica foram estabelecidas em territórios abertos sem serviço, concedendo-lhes naturalmente o monopólio. Os sistemas eram isolados, sem conexão entre eles. Porém, a partir de 1920, as redes elétricas passaram a se interligar umas nas outras, o que acabou trazendo benefícios óbvios para ambas as partes, entre os quais: compartilhamento dos picos de demanda e *backup* de energia (BORBELY; KREIDER, 2001, tradução nossa).

A geração convencional de energia elétrica caracteriza-se pela existência de usinas de grande porte, instaladas próximas às fontes energéticas. Essa configuração, aqui denominada de geração centralizada, é típica dos grandes aproveitamentos hidrelétricos. Normalmente instaladas em florestas onde rios com elevadas quedas d'água foram criados pela natureza, grandes barragens são construídas e imensos geradores são instalados, com potências da ordem de milhares de megawatts (SILVA, 2011).

Como os grandes centros urbanos normalmente estão distantes das usinas, linhas de transmissão são utilizadas para que a energia gerada possa fluir por milhares de quilômetros até alcançar os consumidores. Para que as perdas elétricas nas linhas de transmissão sejam reduzidas, as tensões são elevadas para patamares de centenas de milhares de volts. O mesmo ocorre para usinas a carvão, por exemplo; além de se situarem próximas às minas, também devem ficar longe dos centros urbanos, para que a fumaça emitida não contamine o ar próximo das

idades. A vantagem dessa forma de geração de energia é que, devido às grandes dimensões dos equipamentos e da elevada quantidade de energia produzida, o ganho de escala é muito alto e a energia produzida é mais barata do que se fosse gerada por pequenas centrais elétricas (SILVA, 2011).

A geração distribuída, por sua vez, caracteriza-se por pequenas usinas instaladas próximas às cargas. Quando são utilizadas fontes renováveis de energia, a GD apresenta importantes ganhos ambientais quando comparada com a queima de recursos fósseis da geração centralizada. A GD, por ser de pequeno porte, não apresenta o mesmo ganho de escala de uma grande usina, fazendo com que o preço da energia produzida seja maior. À medida que a utilização da GD aumenta, o domínio sobre suas características técnicas são aprimoradas e os custos são reduzidos. A utilização em larga escala da GD permite que a humanidade possa usufruir dos confortos disponibilizados pela energia elétrica de forma sustentável (SILVA, 2011).

### 1.1.1 Definições

Segundo Ackermann, Andersson e Söder (2000), a geração distribuída constitui uma nova abordagem no setor de energia elétrica e, como a análise de importantes literaturas tem mostrado, não existe uma definição única e restrita para o que vem ser esse sistema. Porém, esses mesmos autores, ao estarem discutindo os relevantes aspectos da GD, chegaram a seguinte definição: *“Geração distribuída é uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou no sistema de medição dos consumidores”*.

A definição de geração distribuída não define a potência da fonte de geração, uma vez que a potência máxima depende das condições locais da rede de distribuição, como por exemplo, o nível de tensão. É, contudo, útil estar introduzindo categorias de diferentes potências no sistema de geração distribuída. As seguintes categorias são sugeridas (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2000, tradução nossa):

- Microgeração: entre 1,00 Watt e 5,00 kW;
- Pequena geração: entre 5,00 kW e 5,00 MW;
- Média geração: entre 5,00 MW e 50,00 MW;

- Macrogeração: entre 50,00 MW e 300,00 MW.

Além disso, a definição de GD não se restringe a área de fornecimento de energia, a penetração no sistema, a posse e nem ao tratamento dentro do funcionamento da rede. Não pode ser assumido, como muitas vezes é feito, que a geração distribuída representa fornecimentos locais de energia, baixa penetração nos sistemas, propriedade independente e tratamento especial nas operações das redes em geral (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2000, tradução nossa).

Também, a GD não define quais tecnologias podem ser empregadas, uma vez que elas podem variar amplamente no mercado. Entretanto, a classificação de três grandes grupos de tecnologias parece ser possível. São sugeridas as seguintes categorias, mas outras combinações são também possíveis: sistemas renováveis, modulares e cogeração de energia (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2000, tradução nossa).

### 1.1.2 Tecnologias

As tecnologias que fazem parte da geração distribuída incluem turbinas, motores de combustão interna, painéis fotovoltaicos e células a combustível. Outras tecnologias, incluindo a conversão térmica solar, motores *Stirling* e conversão de biomassa são também considerados GD (BORBELY; KREIDER, 2001, tradução nossa).

A GD pode fornecer uma variedade de serviços para as concessionárias e os consumidores, incluindo geração *standby*, capacidade de corte e partilhamento dos picos de demanda, geração da base de carga e a possibilidade de geração de energia térmica e elétrica através da cogeração. Benefícios menos conhecidos incluem serviços auxiliares – VAR (suporte de energia reativa), regulação da tensão, estabilidade da rede, recuperação do sistema (*Black start*), entre outros – que pode vir a ser de maior benefício econômico do que simples fornecimento para a carga pretendida (BORBELY; KREIDER, 2001, tradução nossa).

Tecnologias da GD podem ter benefícios ambientais que vão desde energias realmente “limpas” (energia fotovoltaica) até a atenuação significativa de um ou mais poluentes frequentemente associados aos derivados do petróleo. Turbinas a gás

natural aplicada na GD, por exemplo, podem liberar menos de um quarto das emissões de dióxido de enxofre ( $\text{SO}_2$ ), menos de um centésimo de óxidos de nitrogênio ( $\text{NO}_x$ ) e 40% a menos de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) do que muitas novas termoeletricas movidas a carvão. Esses geradores são limpos o suficiente para situar-se entre estabelecimentos comerciais e residências (BORBELY; KREIDER, 2001, tradução nossa).

Deve-se reconhecer que a GD é uma tecnologia de ruptura e poderá oferecer inicialmente um pior desempenho tanto econômico quanto técnico do que as abordagens tradicionais. No entanto, conforme a economia desse mercado for se desenvolvendo, essas tecnologias serão caracterizadas por rápidas melhorias de desempenho e menor custo de mercado (BORBELY; KREIDER, 2001, tradução nossa). A Tabela 1 fornece uma visão geral de possíveis tecnologias presentes na inserção da geração distribuída.

Tabela 1: Sumário das tecnologias presentes na geração distribuída (BORBELY; KREIDER, 2001)

|                        | Motores de Combustão Interna | Microturbinas | Painéis Fotovoltaicos | Células de Combustível |
|------------------------|------------------------------|---------------|-----------------------|------------------------|
| Despachabilidade       | Sim                          | Sim           | Não                   | Sim                    |
| Capacidade             | 50 kW - 5 MW                 | 25 kW - 25 MW | 1 kW - 1 MW           | 200 kW - 2 MW          |
| Eficiência             | 35%                          | 29-42%        | 6-19%                 | 40-57%                 |
| $\text{NO}_x$ (lb/Btu) |                              |               |                       |                        |
| Gás Natural            | 0,30                         | 0,10          | -                     | 0,003-0,02             |
| Óleo                   | 3,70                         | 0,17          | -                     | -                      |
| Status Tecnológico     | Comercial                    | Larga escala  | Comercial             | Teste                  |

#### 1.1.2.1 Motores de combustão interna

Motores de combustão interna são tradicionalmente utilizados para cargas emergenciais em todo o mundo. A potência de saída é controlada pela taxa de combustão e possui uma resposta rápida às variações de carga. Geralmente, estes motores são fontes muito estáveis de geração (a menos que o suprimento de combustível esteja muito aquém do esperado). O custo destes motores são os menores dentre os quais foram mostrados na Tabela 1, mas os custos de manutenção estão entre os maiores. Além disso, motores a diesel geram níveis inaceitáveis de emissões em certas áreas onde o nível de qualidade do ar deve ser elevado. Motores a gás natural oferecem uma solução parcial para os problemas



das emissões, porém, não o resolve completamente (BORBELY; KREIDER, 2001, tradução nossa).

As principais barreiras para o uso desta tecnologia são:

- Custo de manutenção – devido ao grande número de peças móveis;
- Emissões de óxidos de nitrogênio ( $\text{NO}_x$ ) – na ordem de 15-20 ppm;
- Ruídos de baixa frequência.

Entre os atrativos, podemos incluir:

- Baixo custo de capital;
- Boa eficiência – variando de 32 a 36%;
- Possibilidade de cogeração em edificações;
- Excelente modularidade de cargas.

#### 1.1.2.2 Microturbinas

A microturbina é um mecanismo baseado no Ciclo de Brayton utilizando o ar atmosférico e o gás natural na produção de energia. A Figura 3 mostra os componentes essenciais deste dispositivo. Embora a Figura 3 mostre uma abordagem com eixo duplo, a construção com apenas um eixo também é utilizada, no qual a energia produzida no expensor é fornecida tanto ao compressor quanto a carga. A construção com duplo eixo oferece um melhor controle, mas com um custo adicional de outro eixo em rotação e mais dois rolamentos de alta velocidade (BORBELY; KREIDER, 2001, tradução nossa).

O recuperador é usado na maioria das microturbinas porque cerca de metade do calor fornecido ao fluido de trabalho pode ser transferido do gás de exaustão para o ar de combustão. Sem um recuperador a eficiência global do sistema é de 15 a 17%, enquanto que com um recuperador com 85% de eficiência, as microturbinas podem apresentar uma eficiência tão elevada quanto 33%. Microturbinas sem recuperadores são basicamente queimadores que produzem uma pequena quantidade de energia elétrica com uma saída térmica a ser utilizada pela cogeração (BORBELY; KREIDER, 2001, tradução nossa).

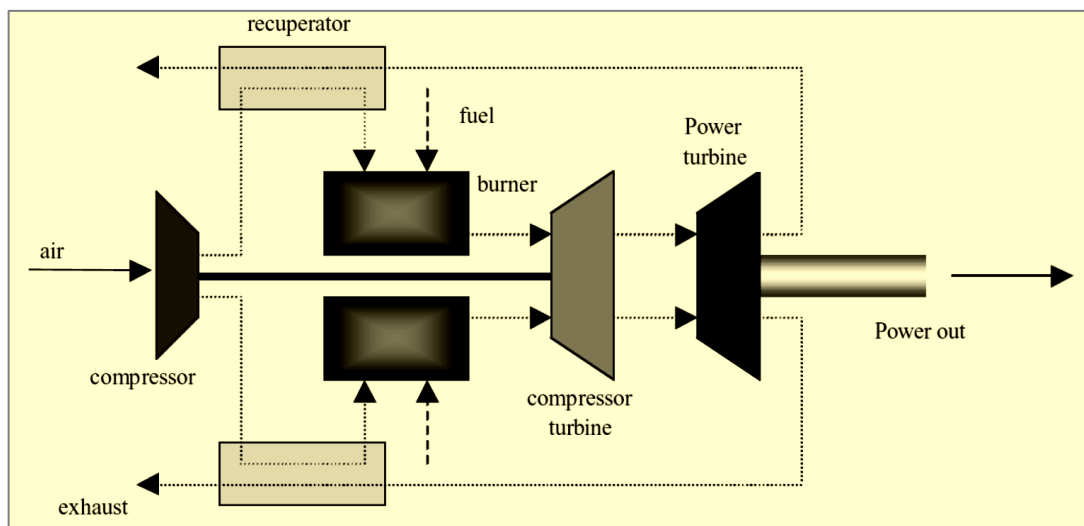


Figura 3: Diagrama de uma microturbina com duplo eixo (BORBELY; KREIDER, 2001)

Características atraentes incluem baixo custo de capital, eficiência razoável (30 a 33%), modestas emissões de  $\text{NO}_x$  ( $< 10$  ppm), possibilidade de cogeração tanto nas indústrias quanto em edificações, ótima modularidade (possibilidade de vários arranjos) e rápida resposta às variações de carga. Os principais entraves são os custos de manutenção (espera-se que seja menor que no caso do motor de combustão interna devido à menor quantidade de partes móveis) e a produção de ruídos de alta frequência (BORBELY; KREIDER, 2001, tradução nossa).

#### 1.1.2.3 Painéis fotovoltaicos

Células fotovoltaicas basicamente convertem a energia da luz do sol diretamente em energia elétrica. Devido à luz solar ser um recurso difuso, grandes áreas são necessárias para a produção de significativa quantidade de energia. No entanto, a produção de energia é conseguida sem a necessidade de nenhum tipo de combustível. A Figura 4 mostra típicos arranjos de painéis fotovoltaicos (BORBELY; KREIDER, 2001, tradução nossa).

Sistemas fotovoltaicos produzem potências de saída variáveis que, normalmente, não podem ser controladas. Uma das principais preocupações desta tecnologia é a possibilidade de cintilação da tensão de saída (*flicker*) devido à variabilidade do sol (presença de nuvens); a impossibilidade no acompanhamento das variações de carga é também outro problema chave (SHORT, 2004, tradução nossa).



Figura 4: Sistema fotovoltaico de geração de energia elétrica

Painéis fotovoltaicos são livres de qualquer tipo de emissões, ou seja, não necessita de combustível fóssil. A sua manutenção pode ser considerada desprezível, exceto em sistemas onde exista a presença de baterias para armazenamento de energia. Entre os principais obstáculos a disseminação do uso de painéis fotovoltaicos, podemos destacar: o preço da energia gerada excede outras tecnologias possíveis na GD (o que acaba necessitando de subsídios para viabilização dos projetos); fonte intermitente de energia, pois é diretamente ligada as condições climáticas; necessidade da utilização de baterias para armazenamento de energia (BORBELY; KREIDER, 2001, tradução nossa).

#### 1.1.2.4 Células combustíveis

Célula combustível é um mecanismo no qual a reação entre o hidrogênio com o oxigênio, na presença de um catalisador, acaba gerando energia elétrica. Um esquemático do processo é mostrado na Figura 5. Essa tecnologia apresenta um alto custo quando comparada ao preço da energia disponível nas redes elétricas, portanto, sua inserção no mercado acaba não sendo de forma tão imediata. Especialistas do setor têm indicado que com a produção em larga escala os preços tendem a cair. Deve ser levado em conta que o custo da instalação não será sempre o fator decisivo na escolha de uma determinada tecnologia (BORBELY; KREIDER, 2001, tradução nossa).

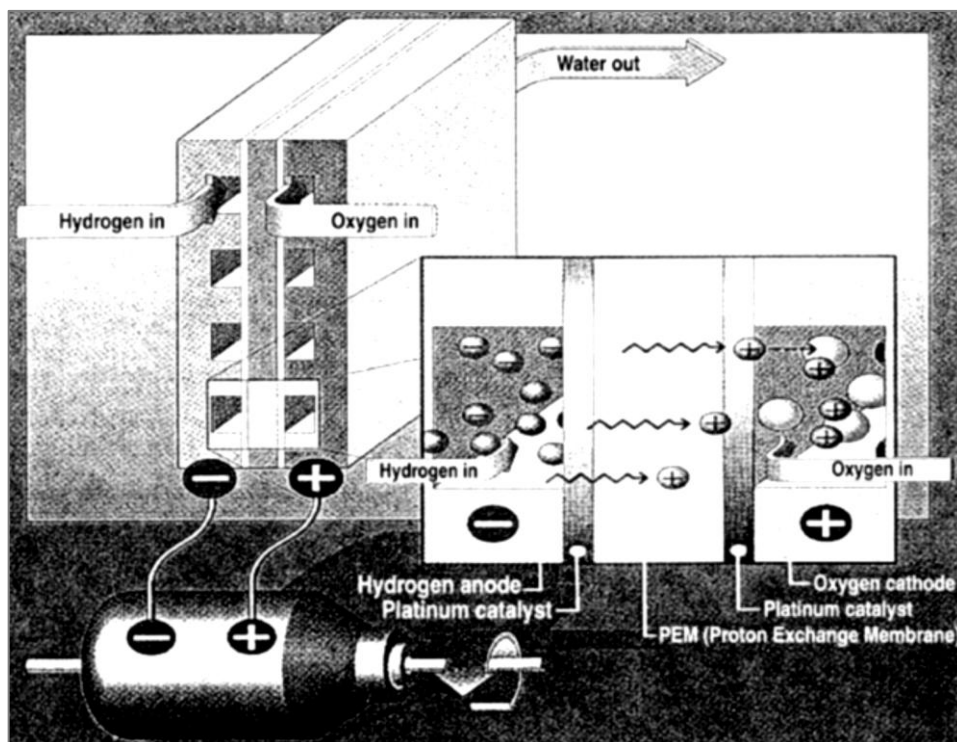


Figura 5: Esquemático de uma célula combustível PEM (BORBELY; KREIDER, 2001)

As principais adversidades que serão enfrentadas pelas células, além do custo já mencionado, serão:

- Concepção de toda uma nova infraestrutura para distribuição e estocagem de hidrogênio;
- Custo incerto de manutenção;
- Dificuldades frente ao transitório elétrico ou às variações de carga;
- Assim como o sistema fotovoltaico, não possui capacidade para suprir sobrecargas.

Em contraste aos problemas, células combustíveis apresentam algumas características muito atrativas, o seu único subproduto é a água – as emissões de  $\text{NO}_x$  são muito baixas, ótima eficiência (50 a 60%) e a modularidade é excelente (faixa de potência desde kW até MW) (BORBELY; KREIDER, 2001, tradução nossa).

### 1.1.3 Benefícios da Geração Distribuída

Na última década, o conceito de grandes quantidades de pequenos geradores dispersos na rede elétrica ganhou considerável interesse. Tal fato deve-se as

inovações tecnológicas, mudanças econômicas e os ambientes regulatórios. A *International Energy Agency* (IEA), 2002, listaram os cinco maiores fatores que contribuem para essa evolução, tais como o desenvolvimento das tecnologias de geração distribuída, restrições sobre a construção de novas linhas de transmissão, crescente demanda dos consumidores por uma energia mais confiável, a liberalização do mercado de energia elétrica e as preocupações com as mudanças climáticas. Especialmente os dois últimos pontos parecem oferecer as vantagens mais significativas, sendo que seja muito pouco provável que a geração distribuída seja capaz de evitar o desenvolvimento de novas linhas de transmissão. No mínimo, a rede de distribuição tem que estar disponível como fonte de *backup* (PURCHALA et al., 2006, tradução nossa).

#### 1.1.3.1 Diversidade de fontes energéticas

Nos últimos tempos, tem ocorrido uma crescente preocupação entre os governantes com relação à segurança energética. É reconhecido que as sociedades modernas tornaram-se tão dependentes dos recursos energéticos a ponto que a ocorrência da interrupção do seu fornecimento, as consequências seriam catastróficas, tanto em termos políticos, econômicos e sociais (LOPES et al., 2006, tradução nossa).

No contexto da segurança energética e da sustentabilidade, a geração distribuída torna-se muito atrativa em muitos aspectos, entre os quais podemos estar citando (LOPES et al., 2006, tradução nossa):

- Distribui-se em torno da rede perto dos clientes – a falha de uma estação de energia terá um impacto limitado sobre o sistema como um todo em relação à falha de uma grande usina ou de uma linha de transmissão;
- Diversas tecnologias e fontes de energia primária – através da diversificação das fontes de energia, especialmente as que utilizam fontes renováveis, aumenta-se a segurança com relação a aspectos externos, tanto políticos como econômicos. Há uma preocupação quanto aos países produtores de petróleo devido à instabilidade política de certas regiões, o que acaba tornando o controle desses recursos muito imprevisível.

### 1.1.3.2 Confiabilidade do sistema

Problemas de confiabilidade referem-se a interrupções sustentadas no fornecimento de energia elétrica. A liberalização dos mercados de energia torna os consumidores mais conscientes do preço do fornecimento de energia confiável. Em muitos países europeus, o nível de confiabilidade tem sido muito alto, principalmente por causa de elevados padrões de engenharia. Elevada confiabilidade implica altos custos (investimentos e manutenção da rede) e também infraestrutura de geração. Devido aos incentivos na relação custo-eficiência, que vem da introdução da concorrência na geração e da re-regulação das empresas de rede elétrica, pode ser que o nível de confiabilidade possa diminuir. No entanto, para alguns setores industriais, como a indústria química, de petróleo, de refino, de papel e de metal; uma fonte de energia confiável é muito importante. Tais empresas podem encontrar a confiabilidade oferecida pela rede elétrica muito aquém do esperado e, assim, estar disposto a investir em unidades de geração distribuída, a fim de melhorar a sua confiabilidade global de abastecimento (PURCHALA et al., 2006, tradução nossa).

### 1.1.3.3 Aumento da qualidade de energia

Além das grandes quedas de tensão e dos problemas de confiabilidade, existe também pequenos desvios na tensão da rede. Estes últimos desvios, são os aspectos da qualidade de energia. A qualidade está ligada ao grau em que a energia consumida se alinha as formas ideais de tensão e corrente perfeitamente senoidais, ambas em equilíbrio. Desse modo, a rigor, a qualidade de energia engloba também a confiabilidade. Qualidade de energia deficiente pode ser causada por falhas e operações envolvendo comutações da rede (quedas de tensão e transitórios) e por distúrbios oriundos das cargas (*flickers*, harmônicas e desequilíbrio entre as fases) (PURCHALA et al., 2006, tradução nossa).

Dependendo das circunstâncias, a geração distribuída pode diminuir ou aumentar a qualidade da tensão na rede de distribuição. O aumento do nível de curto-circuito na rede com a adição de geradores, geralmente leva a melhores índices de qualidade (LOPES et al., 2006, tradução nossa).

#### 1.1.3.4 Compatibilidade ambiental

As políticas ambientais são provavelmente a principal força motriz para a demanda de geração distribuída, principalmente na Europa. As regulações ambientais forçam os investidores do mercado de eletricidade a procurar soluções mais eficientes e “limpas”. Muitas das tecnologias aplicadas no mercado envolvendo a GD são reconhecidas como ecológicas. Como exemplo, podemos estar citando a cogeração, permitindo a otimização do portfólio de empresas que necessitam de calor e energia elétrica. Comparada com a geração de calor e eletricidade de forma separada, através de combustíveis fósseis, a cogeração pode resultar numa economia de energia primária, variando de 10 a 30%, dependendo do tamanho e eficiência das unidades. As emissões evitadas são, numa abordagem inicial, semelhante à quantidade de energia economizada (PURCHALA et al., 2006, tradução nossa).

A disseminação da GD permite a exploração de oportunidades de combustíveis com menor custo. Por exemplo, unidades de geração podem queimar gás metano na proximidade de aterros ou outros recursos de biomassa disponíveis localmente. A maioria das políticas governamentais que visam promover a utilização de energias renováveis também irá resultar em uma maior disseminação da geração distribuída (PURCHALA et al., 2006, tradução nossa).

#### 1.1.3.5 Investimentos na rede elétrica

A geração distribuída pode servir para contornar os custos de transmissão e distribuição – consumidores investindo na GD – ou como um substituto no investimento na capacidade elétrica da rede. Naturalmente, isto é apenas possível na medida em que combustíveis alternativos primários são suficientemente disponíveis localmente. Caso contrário, grandes quantidades de unidades geradoras poderiam resultar no congestionamento de outras redes, como por exemplo, as redes de gás (PURCHALA et al., 2006, tradução nossa).

A localização de geradores próxima a cargas podem também contribuir com a redução de perdas técnicas nas redes de distribuição elétrica. A IEA estima que o potencial de redução de perdas seja aproximadamente 6,8% nos países que fazem

parte da OECD (*The Organization for Economic Co-operation and Development*), levando a uma redução de custo de cerca de 10-15% (PURCHALA et al., 2006, tradução nossa).

#### **1.1.4 Entraves da Geração Distribuída**

A questão da qualidade de energia na geração distribuída não é trivial. Por um lado, a geração distribuída contribui para a melhoria da qualidade de energia. Nas áreas onde a regulação de tensão é complicada, a geração distribuída traz benefícios significativos para o nível de tensão e correções do fator de potência. Por outro lado, a introdução em larga escala das unidades geradoras pode levar à instabilidade dos níveis de tensão. O fluxo bidirecional de energia e o controle de potência reativa podem ser problemáticos e levar a flutuações da tensão. Além disso, curto-circuitos e sobrecargas são alimentados por várias fontes, cada um de forma independente, não podendo ser detectado a anomalia em alguns casos (PURCHALA et al., 2006, tradução nossa).

##### **1.1.4.1 Custo financeiro**

Uma das grandes dificuldades no sucesso de implantação da GD é o alto custo de capital por kW de potência instalada em relação às grandes instalações centrais. As diferentes tecnologias aplicadas a GD diferem umas das outras no que diz respeito ao custo de instalação, que vão desde 1.000 €/kW para turbinas de combustão até 20.000 €/kW para células combustíveis. Se esses números são comparados com o custo de grandes plantas geradoras de energia: 750 €/kW para plantas a gás, 1300 €/kW para plantas com ciclo combinado e 1600 €/kW para plantas nucleares; percebe-se que a tecnologia utilizada na GD é relativamente cara (PURCHALA et al., 2006, tradução nossa).

##### **1.1.4.2 Restrita escolha de combustíveis primários**

De acordo com a organização IEA, a penetração da geração distribuída na capacidade de geração instalada irá implicar em menos possibilidades de escolha entre os combustíveis primários. Como a maioria das tecnologias utilizadas na GD é



baseada no uso de gás e levando em conta a tendência atual de substituição do carvão pelo gás nas grandes plantas geradoras, ocorrerá um maior desenvolvimento da infraestrutura de fornecimento do gás com relação a outras fontes primárias, aumentando desse modo a sua dependência. O efeito negativo da dependência do gás na GD poderia ser compensado pela economia de combustível resultante da eficiência dos processos de cogeração (PURCHALA et al., 2006, tradução nossa).

#### 1.1.4.3 Previsibilidade de potência na rede

Devido à intermitência de geração inerente a certas tecnologias da GD, principalmente aquelas que utilizam recursos renováveis, acaba sendo difícil estabelecer o despacho de energia no sistema, o que causa certa imprevisibilidade. Desse modo, fica claro que existe um limite de penetração da GD nas redes elétricas, a fim de evitar a instabilidade e a falta de confiabilidade. Muitos autores estipulam que este limite de penetração seja da ordem de 30%, porém não existe um consenso geral quanto a esta taxa de inserção. Um clássico exemplo seria a geração de energia através de painéis fotovoltaicos, os quais ficam dependentes das condições climáticas ao longo do dia (formação de nuvens).

#### 1.1.4.4 Impacto na qualidade de energia

Conforme já mencionado, a geração distribuída pode afetar positivamente a qualidade de energia. No entanto, um efeito inverso pode também ser notado. Como muitas vezes esses geradores não possuem controle de carga-frequência, eles irão partilhar do esforço da rede em manter a frequência do sistema. Portanto, a conexão de uma larga quantidade de geradores deve ser cuidadosamente avaliada e planejada (PURCHALA et al., 2006, tradução nossa).

Além do mais, o impacto no nível de tensão pela GD na rede pode ser significativo. No sistema de distribuição radial, especialmente, esse aumento dos níveis de tensão pode ser visto como umas das principais questões técnicas de conexão. Em sistemas que enfrentam grande queda de tensão, a GD tem efeito positivo sobre a tensão, porém, em sistemas com baixo nível de carga, o efeito é totalmente o oposto (PURCHALA et al., 2006, tradução nossa).

#### 1.1.4.5 Conexão com a rede

Na forma como a rede de energia é atualmente administrada, o fluxo de potência passa da rede de maior tensão para a de menor. Maior participação de unidades da GD pode levar a fluxos de potência partindo da baixa tensão em direção a rede de média tensão. Esse fluxo bidirecional de energia demanda uma concepção diferente de proteção em ambos os níveis de tensão (PURCHALA et al., 2006, tradução nossa).

A flexibilidade acrescentada pela GD demanda esforço extra pela operação da rede. Como alguns consumidores podem alternar para o modo de “ilhamento” durante uma falta de energia, eles devem estar cumprindo requisitos de proteção. Uma vez que a energia seja reestabelecida, a unidade geradora da GD deve ser capaz de se resincronizar com a rede (PURCHALA et al., 2006, tradução nossa).

#### 1.1.5 Interface da Geração Distribuída com a Rede de Distribuição

Sistemas elétricos de distribuição nunca foram projetados para incluir a geração; eles foram concebidos apenas para uma única direção do fluxo de energia, a partir da subestação para os consumidores. A GD viola essa premissa básica das concessionárias, e os geradores podem interromper as operações da rede se eles não forem cuidadosamente aplicados. Uma situação crítica que pode ocorrer é quando ocorre o seccionamento da proteção em algum trecho do circuito de distribuição e os geradores da GD possam continuar a suprir as cargas deste trecho, formando desse modo uma forma de “ilhamento”. Essa “ilha” que se forma apresenta riscos de segurança para os funcionários da rede e possíveis sobretensões nos circuitos. Além do “ilhamento”, geradores podem afetar as proteções elétricas do sistema como também os níveis de tensão, conforme já visto em outras seções (SHORT, 2004, tradução nossa).

Muitas tecnologias da GD podem suprir cargas isoladas por conta própria, porém desconexões em massa da rede para sistemas autônomos são improváveis no curto-prazo. A rede da concessionária acaba resolvendo muitos problemas do sistema autônomo de geração (SHORT, 2004, tradução nossa):

- Confiabilidade: Os geradores autônomos devem ser instalados de forma redundante para alcançar a confiabilidade do serviço normal de distribuição; os geradores locais em conjunto com a rede da concessionária apresentam uma maior taxa de confiabilidade.
- Correspondência de carga: Muitos geradores de pequeno porte são mais econômicos quando funcionam na potência máxima a todo instante, mas a maioria das cargas tem uma demanda média de consumo que está bem abaixo do pico. Conectado a rede da concessionária, os geradores podem funcionar com carga nominal enquanto que a rede de distribuição pode compensar os picos de demanda. Além disso, a maior parte da geração renovável é intermitente. Sem conexão com o sistema de distribuição, sistemas renováveis devem ter armazenamento de energia, o que acaba sendo muito dispendioso financeiramente.
- Transitórios elétricos: Muitos projetos de GD têm certos limites quanto à capacidade de reposta frente a transitórios elétricos. Mudanças graduais em cargas ou partidas de motores podem afetar profundamente a tensão e a frequência do sistema.

O sistema de distribuição da concessionária tem o benefício de acomodar milhares de geradores em conjunto, proporcionando confiabilidade e correspondência de carga. No futuro, os pequenos geradores poderão ser aplicados localmente de forma a obter os mesmos benefícios que a estrutura de distribuição das concessionárias. Microredes irão agrupar geradores em uma escala localizada para obter benefícios de confiabilidade das tradicionais companhias de distribuição elétrica (SHORT, 2004, tradução nossa).

#### 1.1.5.1 Modelagem de pequenos geradores

O gerador síncrono pode operar de forma independente ou em sincronismo com a concessionária. A maioria dos geradores aplicados na escala de distribuição são máquinas de pólos salientes (quatro ou seis pólos); a Figura 6 mostra o estator e o rotor de um gerador síncrono (SHORT, 2004, tradução nossa).

Geradores síncronos podem operar tanto com o fator de potência indutivo quanto capacitivo, além disso, podem operar com controle de tensão ou apenas

acompanhar os níveis de tensão da rede. A maioria dos geradores na geração distribuída operam no modo de controle que acompanha os valores de tensão. Essa concepção foge dos padrões adotados pelos grandes geradores do sistema elétrico, os quais possuem controles para regular a tensão (dentro das curvas de capacidade do gerador). Os geradores operando na GD normalmente acompanham a tensão da rede elétrica e injetam uma constante quantidade de potência ativa e reativa (desse modo o fator de potência permanece de forma constante). Normalmente, a maioria dos geradores na GD opera com fator de potência unitário, uma vez que acaba produzindo somente potência ativa para a rede de alimentação (SHORT, 2004, tradução nossa).

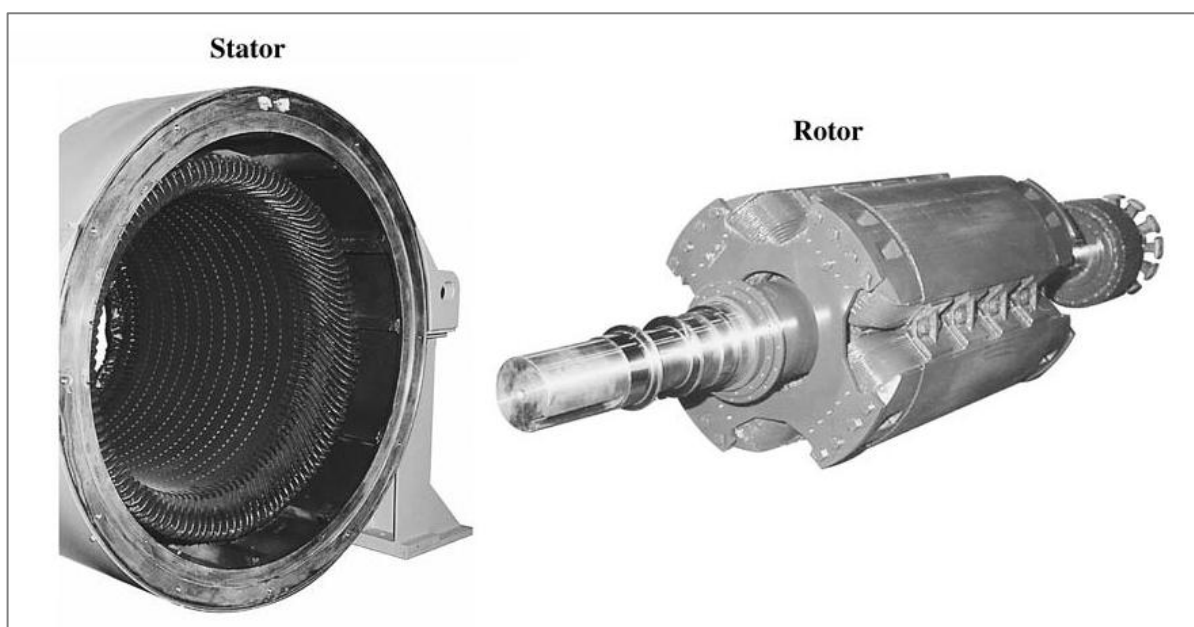


Figura 6: Partes construtivas do gerador síncrono (Caterpillar, Inc.)

Ao realizar a modelagem dos geradores síncronos para estudos de fluxo de potência, curto-circuito e transitório, várias impedâncias entram em ação, dependendo dos cenários (SHORT, 2004, tradução nossa):

- Reatância subtransitória:  $X_d''$  é a impedância de sequência positiva que determina o valor da corrente de curto-circuito trifásico durante os primeiros ciclos. Normalmente,  $X_d''$  tem um valor entre 10 e 30% da potência da máquina. Altos valores de  $X_d''$  limitam os valores de curto-circuitos supridos pela máquina, porém, reduz a capacidade da máquina de responder rapidamente às variações de carga.

- Reatância de sequência negativa:  $X_2$  impacta na corrente quando o sistema está desbalanceado.  $X_2$  é igual à média entre  $X_d''$  e  $X_q''$  (impedâncias de eixo direto e de quadratura, respectivamente) e é tipicamente um valor entre 10 e 30% da potência da máquina.
- Reatância de sequência zero:  $X_0$  afeta os valores das correntes de curto fase-terra e da circulação de harmônicas de terceira ordem. A reatância de sequência zero é normalmente muito baixa, até menos que 5% da potência da máquina.

Na falta de dados do fabricante do equipamento, uma boa estimativa para as impedâncias acima seria adotar os seguintes valores:  $X_d'' = 20\%$ ,  $X_2 = 25\%$  e  $X_0 = 5\%$  da potência de placa do gerador. Para cálculos de curto-circuitos, a tensão gerada (antes da reatância subtransitória) é normalmente na faixa de 1,0 a 1,3 pu, com um valor típico de 1,1 pu; o fator de potência fica variando em 0,8 indutivo. Portanto, com a tensão igual a 1,1 pu e  $X_d'' = 20\%$ , a corrente inicial de curto trifásico é 5,5 vezes o valor de placa do gerador. Sob uma falta elétrica, súbita mudança de carga ou outra condição transitória, a reatância subtransitória domina. Passado o tempo correspondente a constante de tempo subtransitória ( $T_d''$ ), a qual varia de uma a dez ciclos, a reatância transitória ( $X_d'$ ) passa a representar o modelo de resposta do gerador (SHORT, 2004, tradução nossa).

A sincronização entre o gerador e a rede de distribuição é um fator muito importante. Se uma máquina de grande porte está fora de sincronização quando conectada à rede, ocorrerá o surgimento de um inesperado torque no eixo do gerador que pode danificá-lo, como também o surgimento de distúrbios na tensão. Para evitar esses tipos de problemas, é necessária a utilização de relés de sincronização para assegurar que a tensão, a frequência, o ângulo de fase e o faseamento são iguais entre o gerador e a rede. Normalmente, ocorre a partida do gerador até entrar em regime estacionário e a corrente de campo do gerador é manipulada de forma a ajustar a tensão com a da rede. Já a frequência é ajustada de forma mais precisa com um desvio máximo de 0,5 Hz com o sistema. Em seguida, o relé de sincronismo permite o fechamento quando a diferença entre os ângulos de fase for menor que  $10^\circ$  (SHORT, 2004, tradução nossa).

#### 1.1.5.2 Questões de “ilhamento”

“Ilhamento” é uma situação em que um ou mais geradores e uma parte da rede elétrica operam separadamente do resto do sistema da concessionária. A formação de uma “ilha” de forma não intencional é um problema para as empresas de distribuição. As preocupações mais importantes são (SHORT, 2004, tradução nossa):

- Segurança do público e dos operadores da rede;
- Danos aos equipamentos da rede e do cliente devido ao religamento fora de sincronismo;
- Problemas de tensão;
- Sobretensões no sistema por falta de aterramento ou ferroressonância.

A geração distribuída pode criar perigos para os trabalhadores da rede quanto para o público. Equipes de rede podem trabalhar em uma seção da linha que eles pensavam estar desenergizado – um gerador pode continuar energizando a linha mesmo que este trecho esteja desconectado da rede de distribuição; o perigo também se expande para o público em geral. Geradores sustentando o “ilhamento” podem continuar a energizar condutores caídos ao alcance do público (SHORT, 2004, tradução nossa).

Uma vez formado o “ilhamento”, os circuitos que constituem a “ilha” ficam com a tensão fora de fase em relação à concessionária. Se o sistema central está preso a “ilha”, o religamento fora de fase pode causar danos aos geradores, equipamentos dos consumidores, seccionadoras da rede e também uma significativa perturbação na qualidade de energia para os clientes a montante do “ilhamento”. Esse tipo de anomalia pode impedir a extinção de correntes de curto-circuito no sistema, aumentando os danos no local do defeito com a queima livre dos condutores (SHORT, 2004, tradução nossa).

Os meios mais comuns para prevenir o “ilhamento” é a utilização de relés de tensão e frequência no gerador para atuar sempre que qualquer um destes parâmetros migrar para fora de uma faixa de operação pré-estabelecida. Essa forma de proteção é conhecida como sendo passiva. Ela impede o surgimento de “ilhas” na maioria dos casos, pois quando uma parte do sistema de distribuição é separada de

um ou mais geradores, a potência fornecida pelo gerador não irá coincidir com a demanda de carga na “ilha”. Para geradores síncronos ou de indução, a tensão e a frequência irão flutuar, o que irá disparar os relés em um curto espaço de tempo. Em geral os relés são ajustados para uma faixa de frequência de  $\pm 1,00$  Hz, ou talvez até  $\pm 0,50$  Hz. Os relés de tensão têm uma faixa de atuação um pouco mais extensa para permitir uma maior faixa de excursão da tensão no circuito ( $\pm 10\%$  de variação) (SHORT, 2004, tradução nossa).

#### 1.1.5.3 Conexões dos transformadores na geração distribuída

Geradores alimentados a partir de um transformador com uma conexão no primário sem aterramento pode levar um circuito da concessionária, normalmente aterrado, a ficar sem aterramento no “ilhamento”. Quando ocorre uma falta à terra no sistema de distribuição e o disjuntor da subestação abre, o sistema torna-se um circuito a três fios, sem aterramento e alimentado por geradores que também não possuem a referência elétrica do terra. O curto-circuito fase-terra move o potencial do terra para o potencial da fase, conforme pode ser visto na Figura 7. Isso acaba transformando a tensão de fase igual à tensão de linha (1,73 vezes a tensão de fase) (SHORT, 2004, tradução nossa).

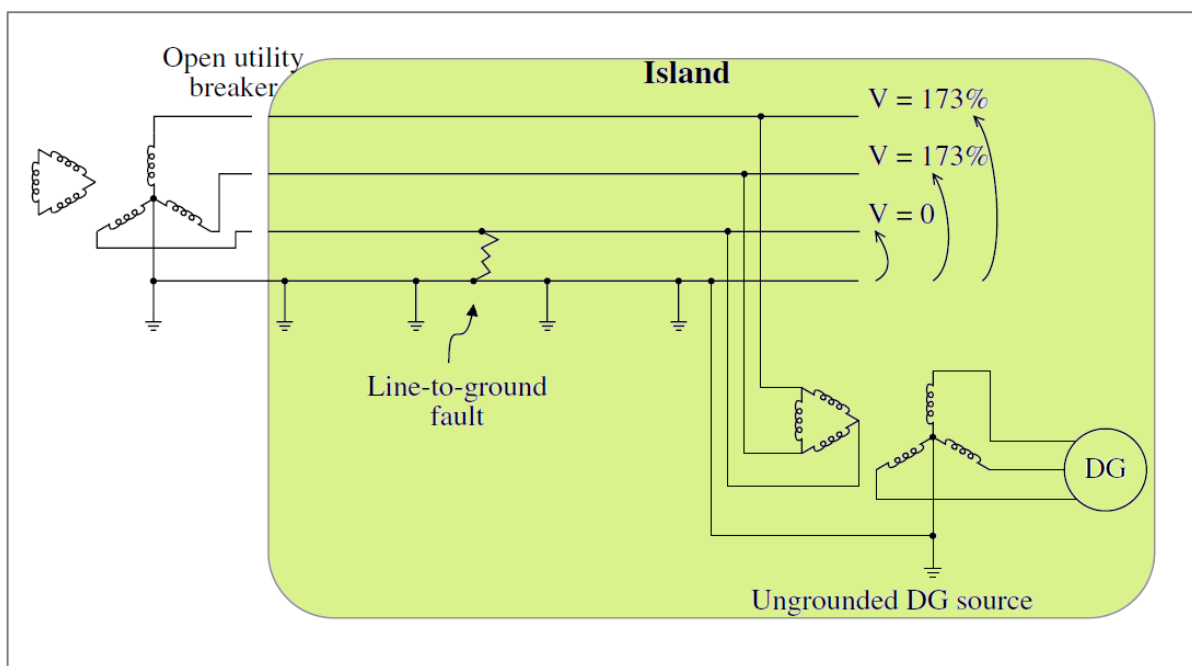


Figura 7: Gerador sem aterramento alimentando “ilha” com curto fase-terra (SHORT, 2004)

A configuração do transformador de interligação e o aterramento do gerador determinam se o sistema está efetivamente aterrado. As configurações mais comuns dos transformadores são (SHORT, 2004, tradução nossa):

- Primário: delta / Secundário: estrela aterrado – deixa o circuito não aterrado;
- Primário: estrela aterrado / Secundário: estrela aterrado – pode efetivamente aterrar o sistema se o gerador também o tiver;
- Primário: estrela aterrado / Secundário: delta – fornece a melhor maneira de efetivamente aterrar o sistema;
- Primário: estrela com impedância de aterramento / Secundário: delta – limita a fonte de falta à terra mantendo o aterramento.

O aterramento do transformador/gerador envolve uma troca técnica. Um bom aterramento cria caminhos para as correntes de terra que podem interferir com a proteção do sistema de distribuição. A limitação da corrente de terra cria uma interligação que não está efetivamente aterrada, ou seja, sobretensões mais elevadas (SHORT, 2004, tradução nossa).

Transformadores conectados em estrela aterrado em ambos o lados são amplamente utilizados pelas concessionárias. Eles são muitas vezes a melhor conexão se o gerador estiver aterrado. Se o neutro do gerador não estiver aterrado ou não atender os requisitos técnicos de aterramento, então o banco de transformadores não aterra efetivamente o sistema, mesmo ambos os lados do transformador estarem aterrados. Algumas máquinas rotativas não são projetadas para suportar as forças devido a um curto-circuito fase-terra nos terminais do gerador. Por essa razão, eles são aterrados através de uma impedância ou simplesmente isolados, sem aterramento (SHORT, 2004, tradução nossa).

Muitos sistemas de geração adotam a conexão delta – estrela aterrado (com o delta ligado ao gerador). Esse tipo de ligação mantém aterrada a conexão independentemente do aterramento do gerador (o gerador pode não estar aterrado ou conectado à terra através de uma impedância). Outras vantagens são reduções das harmônicas e isolação entre o primário e o secundário na ocorrência de curto-circuito fase-terra; Figura 8 mostra o comportamento do sistema na ocorrência deste tipo de falta. A maior desvantagem deste tipo de conexão é que se trata de um banco de aterramento – alimenta curtos fase-terra no primário. Isso pode interferir



com a proteção do sistema de distribuição e dessensibilizar relés de terra, atuação indevida de fusíveis ou operação errônea de religadores/disjuntores (SHORT, 2004, tradução nossa).

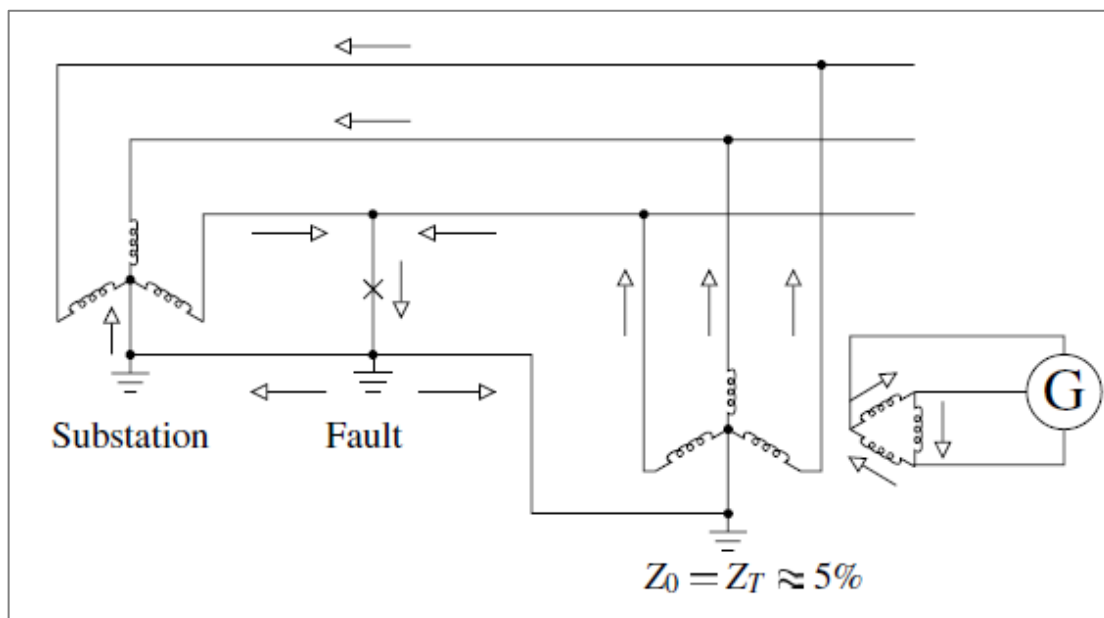


Figura 8: Comportamento da GD na ocorrência de curto fase-terra (SHORT, 2004)

Alguns geradores de grande porte são conectados diretamente na tensão de distribuição primária, sem a utilização de transformadores. Isto tem o mesmo efeito que utilizar o transformador com conexão estrela aterrado em ambos os lados. Se o gerador está sem aterramento, é possível o surgimento de sobretensão em casos de “ilhamento” (SHORT, 2004, tradução nossa).

#### 1.1.5.4 Proteções “anti-ilhamento”

Na maioria das instalações geradoras, relés de tensão e frequência são a principal proteção contra o “ilhamento”. Quando ocorre o seccionamento de algum dispositivo de proteção da concessionária e deixa uma “ilha”, normalmente, não irá ocorrer correspondência da demanda pela energia gerada. Se a geração exceder a carga, ocorre aumento da tensão e os geradores aceleram. O oposto ocorre se a carga demandada excede a geração. Em ambos os casos, quando a tensão e a frequência passam dos limites de operação, os relés de proteção deveriam estar seccionando o gerador do sistema. Relés de tensão é uma importante linha de

defesa contra o “ilhamento”. Normalmente, eles são constituídos por (SHORT, 2004, tradução nossa):

- Relé temporizado de sobretensão (59T);
- Relé instantâneo de sobretensão (59I);
- Relé temporizado de subtensão (27T);
- Relé instantâneo de subtensão (27I).

Os relés de frequência (81U/O) também são importantes ferramentas na proteção contra o “ilhamento”. Limites de disparo de  $\pm 1\%$  são comuns. Uma ampla faixa de ajustes do temporizado são utilizados no disparo de 1%: desde 0,10 até vários segundos. Algumas concessionárias especificam uma maior faixa de ajustes temporizados do relé de subfrequência para que o gerador não seja seccionado do circuito em caso de eventos de baixa frequência causados por distúrbios em todo o sistema. Baixa frequência no sistema indica falta de geração, por isso, é interessante manter geradores conectados (SHORT, 2004, tradução nossa).

Mesmo com utilização de relés de tensão e frequência, a GD ainda pode eventualmente alimentar as cargas do “ilhamento”. Devido a esses dispositivos não serem totalmente confiáveis, alguma companhias de distribuição mantém um sistema de proteção telecomandada. Disjuntores (ou religadores) a montante da GD enviam um sinal de abertura para o gerador em caso de seccionamento. Isto requer um sistema de comunicação confiável entre a concessionária e os geradores (SHORT, 2004, tradução nossa).

#### 1.1.5.5 Auto-excitação

Durante o “ilhamento”, pode ocorrer ressonância entre o gerador com algum banco de capacitores, conforme exemplifica a Figura 9. Esta ressonância em série pode ocorrer em qualquer tipo de interligação ou configuração do transformador, com ou sem aterramento no sistema. A forma mais simples de ressonância ocorre entre a impedância subtransitória do gerador com o banco de capacitores do sistema. Alta demanda de carga no “ilhamento” ajuda a manter baixa a tensão, portanto, as maiores sobretensões ocorrem em sistemas com baixa carga. A saturação inerente aos transformadores não é suficiente para reduzir significativamente este tipo de sobretensão. Esta ressonância é também conhecida

como auto-excitação, o mesmo fenômeno que ocorre em motores de indução na presença de banco de capacitores. É também similar a ressonância que ocorre entre os alimentadores das redes de distribuição com bancos de capacitores conectados nas redes de baixa tensão (SHORT, 2004, tradução nossa).

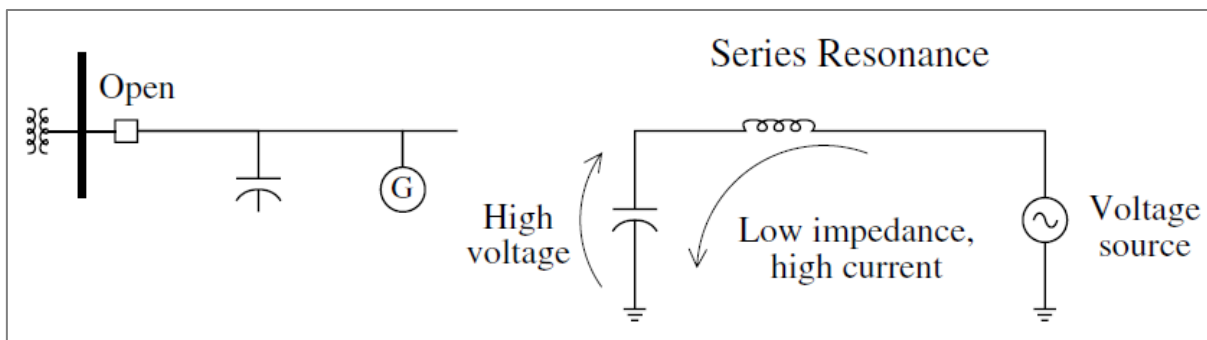


Figura 9: Ressonância em série entre gerador e capacitores durante “ilhamento” (SHORT, 2004)

#### 1.1.5.6 Ferroressonância

Um gerador que faça parte do “ilhamento” pode conduzir o circuito ao fenômeno chamado de ferroressonância. O pico de tensão durante este fenômeno pode alcançar a relação de três para um. Geradores síncronos e de indução, ambos podem criar ferroressonância, e pode ocorrer nas três fases conectadas (esse fenômeno é mais comum em apenas uma fase). A ressonância pode ocorrer não importando as configurações de conexão do transformador, embora a sobretensão seja pior em um “ilhamento” que não tenha o potencial de terra como referência. Quatro condições são necessárias para que a ferroressonância ocorra na GD (SHORT, 2004, tradução nossa):

- O gerador deve estar isolado da concessionária;
- O gerador deve fornecer mais energia do que a demanda no sistema isolado;
- O circuito isolado deve ter capacitância suficiente para entrar em ressonância (30 a 400% da capacidade do gerador);
- Um grupo de transformadores deve estar presentes na “ilha”.

A ferroressonância é muito similar ao caso de auto-excitação (Figura 9), a única diferença é a presença de transformadores de distribuição. Quando o gerador e o capacitor entram em ressonância, a sobretensão na rede de distribuição faz com que o transformador entre em saturação. O transformador saturado tem uma baixa

impedância. Fazendo analogia a uma chave: quando ele está saturado, ele é um curto-circuito, quando ele não está saturado, ele é um circuito aberto. A ferroressonância tende a aumentar a faixa de valores das capacitâncias com as quais os geradores podem entrar em ressonância (SHORT, 2004, tradução nossa).

#### 1.1.5.7 *Tradeoff* entre sobretensões e correntes de curto-circuito

O aterramento do transformador/gerador desempenha um papel importante no fornecimento de correntes de falta à terra e sobretensões que podem ocorrer durante o “ilhamento”. Melhor aterramento limita a sobretensão, mas supri maior corrente em curtos-circuitos fase-terra, o que pode dificultar a seletividade do sistema de proteção (SHORT, 2004, tradução nossa).

É possível ter um aterramento efetivo e ter uma limitação razoável da contribuição de sequência zero no curto-circuito. A Figura 10 mostra um exemplo de *tradeoff* entre sobretensões e correntes de falta à terra. No exemplo, geradores com diferentes potências (5 MVA, 2 MVA e 500 kVA) são ligados a um transformador com primário em estrela aterrado e secundário em delta, a uma distância de 6,40 km da subestação. O transformador tem um reator no aterramento da parte primária. Foi assumido um valor de 5% para a impedância do transformador, 20% para as reatâncias de sequência positiva e negativa do gerador e uma tensão de 1,1 pu na tensão gerada. O tamanho do reator determina a eficácia do aterramento. No gráfico da Figura 10, a impedância do reator é mostrada como sendo múltiplos da impedância do transformador. Exceto para grandes geradores em relação à capacidade do sistema de distribuição, a utilização de um reator pode efetivamente aterrar o circuito (sobretensões menores que 1,25 pu) e ainda limitar razoavelmente as correntes de sequência zero (SHORT, 2004, tradução nossa).

#### 1.1.5.8 Regulação de tensão

Geração distribuída muitas vezes melhora o nível de tensão nos circuitos de distribuição porque acaba compensando as quedas de tensão provocada pelo carregamento. Porém, ela pode causar distúrbios nos níveis de tensão,

ultrapassando os limites de tensão estipulados pela ANSI C84.1 (SHORT, 2004, tradução nossa).

Geradores da GD influenciam a regulação da tensão de distribuição mesmo se o seu controle está baseado no acompanhamento da tensão do sistema, basicamente pela injeção de potência no sistema. A GD apresenta maior elevação da tensão onde a relação  $X/R$  do circuito é mais baixa. A parte ativa da potência causa maior aumento de tensão quando a resistência da linha é elevada. Caso o gerador forneça potência reativa para o sistema como um banco de capacitor, o aumento de tensão é ainda mais elevado (SHORT, 2004, tradução nossa).

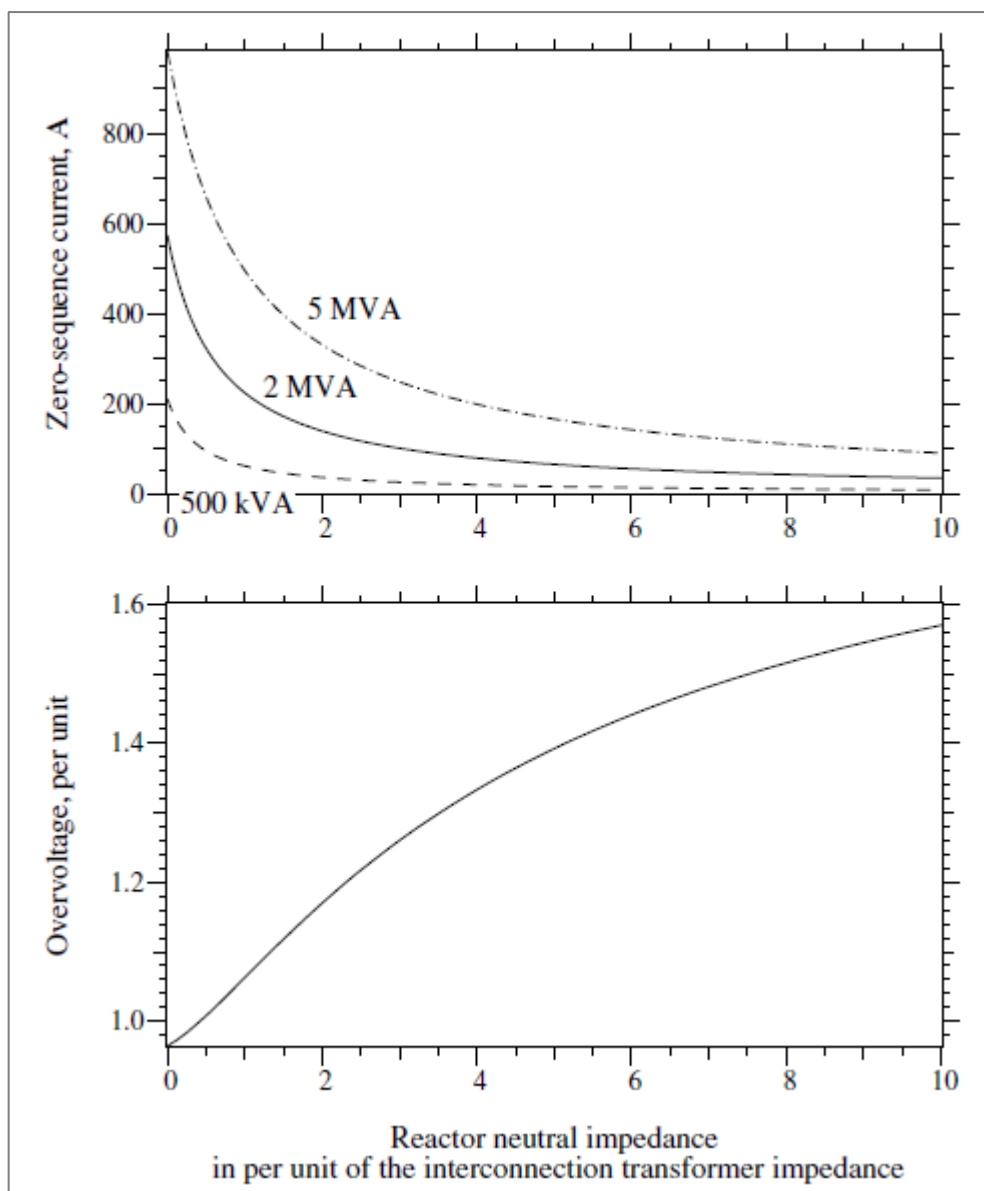


Figura 10: *Tradeoff* das sobretensões e correntes de sequência zero utilizando reatores de aterramento com diferentes potências de geração (SHORT, 2004)

A Figura 11 mostra um cenário onde um gerador instalado a jusante de um regulador de tensão pode causar baixa tensão na extremidade do circuito. A potência injetada pelo gerador engana o controlador do regulador, o qual acaba não elevando a tensão quanto o deveria (SHORT, 2004, tradução nossa).

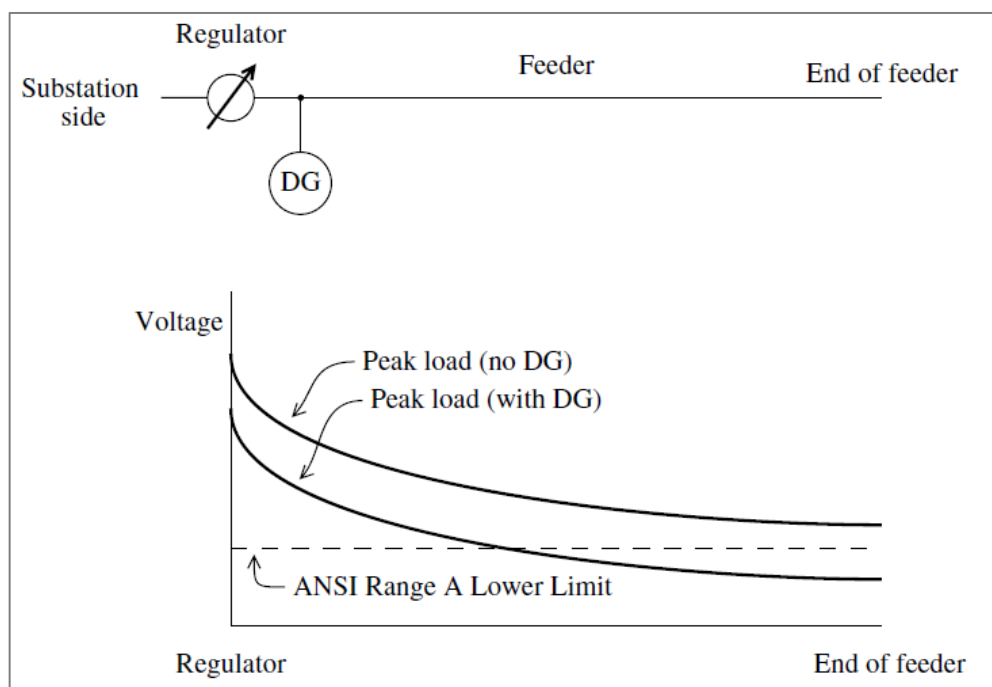


Figura 11: Interação entre gerador e regulador de tensão nas redes de distribuição (SHORT, 2004)

## 1.2 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA SUBTERRÂNEA

O sistema de distribuição é a parte dos sistemas de potência que está mais próximo das unidades consumidoras, sendo encarregado de rebaixar o nível de tensão e distribuir a energia proveniente da transmissão para o consumidor individualizado (residências, indústrias e comércios). Nas subestações de distribuição, a tensão da subtransmissão é rebaixada a níveis de distribuição primária ou média tensão. As redes primárias suprem os transformadores de distribuição, dos quais derivam as redes secundárias em baixa tensão (GOMES, 2010).

Os sistemas de distribuição são frequentemente selecionados unicamente com base na perspectiva de um menor investimento inicial. Isso pode ser considerado muitas vezes como uma prática imediatista, resultando na implantação de sistemas

que não se caracterizam como os mais tecnicamente adequados e nem como os mais econômicos (NAKAGUISHI; HERMES, 2011).

Durante a fase de projeto básico de uma rede de distribuição, é importante selecionar com critério o arranjo mais aplicável, analisando as características com base nos blocos de carga a serem alimentados. Os principais fatores avaliados geralmente são: investimento inicial, flexibilidade, continuidade de serviço, regulação de tensão, custos operacionais e custos com manutenção. O sistema que melhor proporcionar um equilíbrio destes fatores será o mais adequado. Isso pode representar que o melhor sistema para uma determinada aplicação não será sempre o mais barato (NAKAGUISHI; HERMES, 2011).

Em um sistema de distribuição, dois fatores são considerados principais para garantir os níveis de qualidade. A tensão de suprimento, que dever ser mantida em limites estreitos em relação a sua tensão nominal e a continuidade de serviço, que significa reduzir ao mínimo o número de desligamentos (NAKAGUISHI; HERMES, 2011).

As redes subterrâneas de distribuição se compreendem como a parte do fornecimento de energia elétrica em média tensão que se conecta na subestação de distribuição, da rede de baixa tensão que se conecta no transformador de distribuição e se estende até o consumidor final. Essas redes podem ser divididas em semienterradas e totalmente enterradas (AZEVEDO, 2010).

As semienterradas são sistemas subterrâneos que possuem os cabos enterrados e os equipamentos instalados sobre o solo. Este arranjo é possível quando existe uma área suficiente para instalação de painéis e cabines destinados a abrigar o transformador de distribuição e demais acessórios (AZEVEDO, 2010).

Já os sistemas subterrâneos de distribuição de energia elétrica são caracterizados pelo uso de cabos e demais equipamentos elétricos totalmente enterrados. Sua utilização é indicada em áreas urbanas com alta densidade de carga, em que a rede aérea é inviável (AZEVEDO, 2010).

Apesar do custo mais elevado, os sistemas subterrâneos são justificados em áreas com grande densidade de carga, locais com congestionamento de equipamentos aéreos e locais onde os fatores estéticos têm de ser levados em conta, como cidades históricas, turísticas, bairros típicos, loteamentos e bairros de

alto poder aquisitivo. Algumas outras vantagens em relação aos outros sistemas são: menor possibilidade de falhas, alto nível de segurança, melhor convivência com o meio ambiente, necessidade quase inexistente de podas de árvores, redução nos custos de manutenção e continuidade de serviço (NAKAGUISHI; HERMES, 2011).

A Figura 12 mostra resumidamente o caminho da energia elétrica desde a geração até a distribuição.

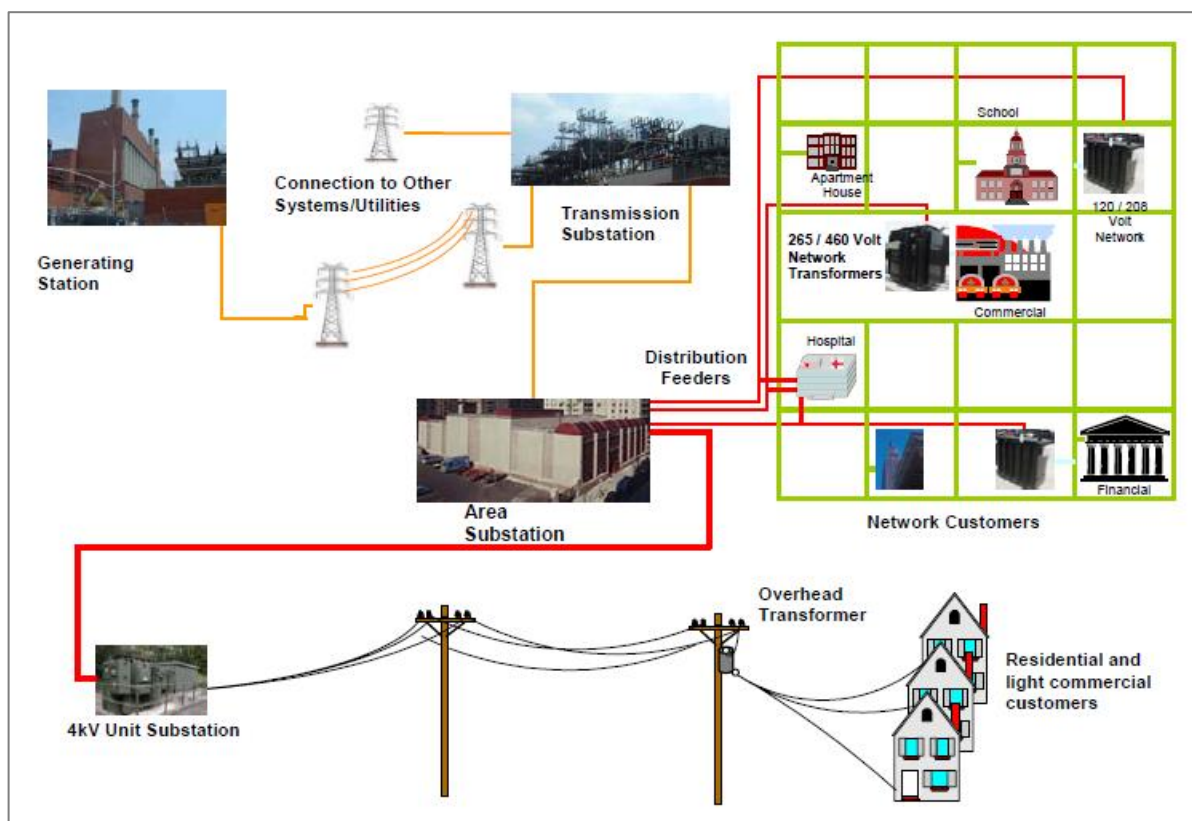


Figura 12: O sistema de entrega de energia elétrica (Con Edison System and Lic Network, Inc.)

A confiabilidade do sistema subterrâneo de distribuição deve-se a variedade de configurações possíveis de operação. Cada tipo tem uma finalidade e, por conseguinte, determinadas condições para sua aplicação; a seguir são listados os principais tipos de rede em ordem crescente de confiabilidade:

- Sistema Radial Simples;
- Sistema Radial com Primário em Anel;
- Sistema Primário Seletivo;
- Sistema Reticulado;
- Sistema Híbrido.



### 1.2.1 Sistema Reticulado Subterrâneo

Segundo o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), a primeira rede reticulada de baixa tensão em corrente alternada de que se tem notícia, foi instalada na cidade de Memphis (Estado do Tennessee, Estados Unidos), por volta de 1907. Alimentadores primários chegavam através de valas até os transformadores que eram interligados numa malha de cabos de baixa tensão protegida por fusíveis. Na cidade de Seattle (Estado de Washington, EUA) em 1921, foram executados melhoramentos naquele sistema básico pela conexão dos terminais do secundário dos transformadores aos cabos rígidos da malha passando por protetores de rede (*Network Protectors*) que desarmariam automaticamente se houvesse fluxo reverso de potência (alimentação pelo secundário). Porém, tinham que ser rearmados manualmente a cada ocorrência (BARRETO, 2010).

Em abril de 1922, entrou em serviço a primeira rede reticulada na qual os protetores de rede funcionavam de forma totalmente automática na cidade de Nova Iorque (KEHOE, 1924). Tratava-se de uma malha trifásica (4 fios) e operou na tensão de 208/120V (secundário em estrela). Somente em 1925, no entanto, esse sistema ganhou aceitação para distribuição e iluminação (BARRETO, 2010).

Os sistemas reticulados de distribuição utilizados hoje em dia são muito similares ao sistema instalado em 1922, porém atualmente trabalham com tensões variadas (de primário e secundário). Existe ainda uma variação da topologia, chamada de reticulado exclusivo (Spot Network), que consiste de uma subestação de dois ou mais transformadores que fornecem energia a uma malha pequena, em geral representando um único consumidor como um edifício ou centro de compras. Outra evolução significativa encontrada nos equipamentos de proteção de baixa tensão (os protetores de rede) é a utilização de controladores microprocessados em vez do comando eletromecânico original (BARRETO, 2010).

#### 1.2.1.1 Histórico do sistema reticulado no Brasil

A topologia de distribuição subterrânea reticulada de baixa tensão foi trazida para o Brasil de forma pioneira pela empresa Light na década de 1930, seguindo o conceito das metrópoles nos Estados Unidos, onde começou a ser utilizado apenas

alguns anos antes (*LIGHT, INC.*). Representou um avanço tecnológico para o mercado brasileiro da época e propiciou um incremento na qualidade do serviço, especialmente no tocante à continuidade do fornecimento (BARRETO, 2010).

Na cidade de São Paulo, mais precisamente em 1902, foi iniciado o sistema subterrâneo de distribuição com 3 câmaras transformadoras alimentadas por circuitos sob 2,2 kV. Em 1926 existiam 19 câmaras e em 1928 foi iniciada a mudança de tensão para 3,8 kV. Iniciou-se na mesma ocasião, a formação de um sistema reticulado que ao ser concluído, em 1931, contava com 41 câmaras com capacidade total de 12.300 kVA. A Figura 13 mostra o início do sistema reticulado na cidade de São Paulo.

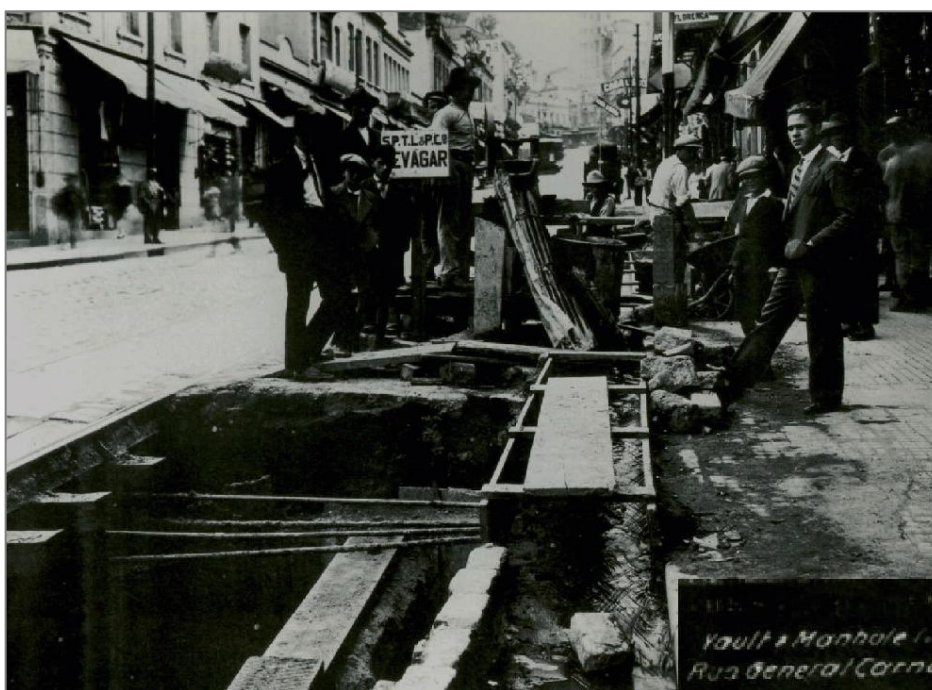


Figura 13: Primórdios da construção do reticulado na cidade de São Paulo (AES Eletropaulo, Corp.)

Em 1951, quando este sistema alcançava o limite de sua capacidade, 40.000 kVA, foi iniciado o segundo reticulado, alimentado sob 20 kV. Posteriormente, foram instalados mais 7 reticulados, sendo 1 em 1960, 1 em 1972, 2 em 1973, 2 em 1977 e 1 em 1978; tendo sido desativado um sistema em 1977. Na década de 80 houve alteração da configuração dos reticulados de malha infinita para *spot network* (mini-reticulados). A Tabela 2 mostra as características dos sistemas reticulados até o final da década de 70.

Tabela 2: Características dos sistemas reticulados em São Paulo até o final da década de 70

| Sistema     | Tensão Primária (kV) | Nº de Circuitos Primários | Capacidade (MVA) | Carga (MVA) | Área (km²) | Densidade (MVA/km²) |
|-------------|----------------------|---------------------------|------------------|-------------|------------|---------------------|
| Riachuelo   | 3,8                  | 15                        | 40               | 32          | 0,47       | 68                  |
| Paula Sousa | 20                   | 4                         | 45               | 41          | 0,53       | 77                  |
| Cambuci     | 20                   | 4                         | 45               | 35          | 0,56       | 63                  |
| Ibirapuera  | 20                   | 4                         | 45               | 22          | 0,28       | 78                  |
| Augusta     | 20                   | 4                         | 45               | 18          | 0,26       | 69                  |
| Centro 1    | 20                   | 4                         | 45               | 14          | 0,49       | 29                  |
| Centro 2    | 20                   | 4                         | 45               | 30          | 0,66       | 45                  |
| Centro 3    | 20                   | 4                         | 45               | 17          | 0,52       | 33                  |

Nos grandes centros metropolitanos, com altas densidades de carga e de unidades consumidoras, as concessionárias utilizam complexos sistemas de distribuição de energia elétrica na tentativa de prover a maior confiabilidade possível ao fornecimento, utilizando múltiplos alimentadores para uma mesma carga. A busca de uma alta confiabilidade nestas áreas se deve ao potencial de grandes perdas de vendas de energia (faturamento) e às penalidades do órgão regulador em caso de falha de fornecimento (BARRETO, 2010).

Quando se fala da topologia de distribuição reticulada, a referência à alta confiabilidade é implícita e a importância disso para as empresas concessionárias advém das características particulares da energia elétrica como produto (BARRETO, 2010).

#### 1.2.1.2 Topologias

Conforme já mencionado nos tópicos acima, atualmente existem duas estruturas básicas de distribuição de baixa tensão em redes subterrâneas: o reticulado generalizado (*grid network*), também conhecido como reticulado em malha infinita, e o reticulado dedicado (*spot network*), também conhecido como mini-reticulados (NAKAGUISHI; HERMES, 2011).

O sistema reticulado generalizado é um sistema secundário de distribuição de energia de altíssima confiabilidade para atendimento de cargas predominantemente conectadas em baixa tensão. A Figura 14 mostra que o sistema reticulado é

composto por duas seções, sendo a média tensão que está conectada desde a subestação através de alimentadores radiais até os transformadores de distribuição e a baixa tensão é um único circuito secundário distribuído pelas ruas e quadras formando uma grande malha secundária (AZEVEDO, 2010).

Esta composição de média e baixa tensão é importante para aumentar a confiabilidade da rede, pois, somente com um grande número de alimentadores no lado primário, pode-se garantir uma rede secundária quase sem desligamentos. Como, neste sistema, a rede trabalha em paralelo continuamente, os desligamentos no lado primário de um respectivo alimentador não são sentidos no lado secundário devido à permanência dos demais alimentadores ainda ligados. No caso, desligamentos na rede secundária devem ficar restritos à ocorrência de defeitos nos cabos e conexões de baixa tensão. Para tanto, cada ramo da rede de baixa tensão é protegida por fusíveis, permitindo que no caso de defeito nos ramais de baixa tensão, o desligamento fique limitado somente ao respectivo trecho secundário (AZEVEDO, 2010).

O sistema primário de alimentação do sistema *network* até os transformadores é também utilizado para atendimento de prédios através do sistema reticulado dedicado e o secundário reticulado é indicado para atendimento de regiões com alta densidade de carga distribuída em tensão secundária de distribuição (AZEVEDO, 2010).

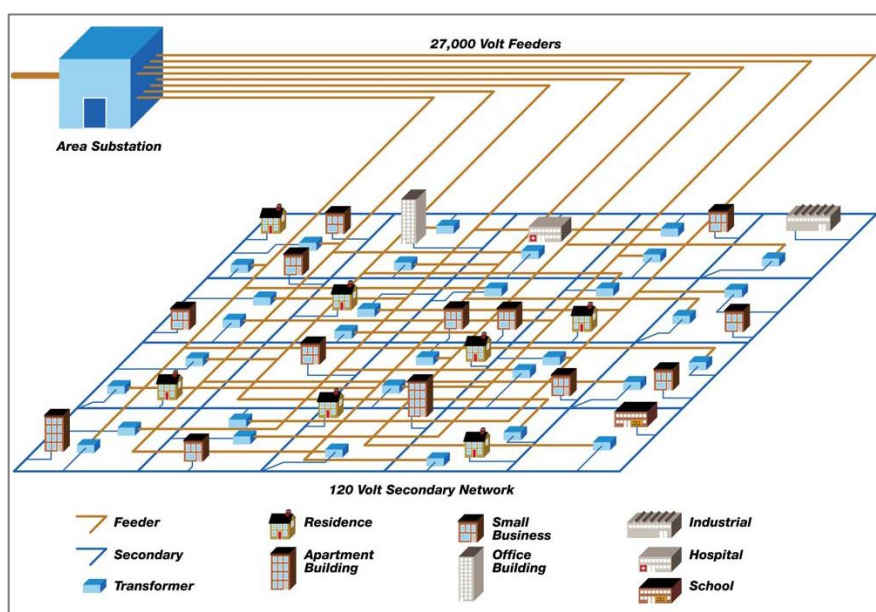


Figura 14: Ilustração do sistema reticulado *network* (Con Edison System and Lic Network, Inc.)

Já o sistema reticulado dedicado, é um sistema de distribuição de altíssima confiabilidade para atendimento de cargas em baixa tensão. A Figura 15 mostra que o sistema reticulado tipo *spot* é composto por duas seções, sendo a média tensão que está conectada desde a subestação, através de alimentadores radiais, até os transformadores de distribuição; a baixa tensão é um barramento de atendimento a um único cliente, porém podem existir casos de alimentar mais de um consumidor (AZEVEDO, 2010).

Esta composição de média e baixa tensão, assim como de um sistema reticulado generalizado, é importante para aumentar a confiabilidade do sistema *spot network*, pois, com mais de um alimentador no lado primário, pode-se obter um barramento quase sem desligamentos. A confiabilidade de um sistema *spot network* é considerada menor que um sistema *network* devido à diferença na quantidade de alimentadores no lado primário, ou seja, quanto maior o número de alimentadores atendendo um *spot network* maior será a sua confiabilidade. Da mesma forma que um sistema secundário reticulado, este sistema trabalha com os alimentadores primários continuamente em paralelo, os desligamentos no lado primário de um respectivo alimentador não são sentidos no lado secundário devido à permanência dos demais alimentadores ainda ligados. No caso, desligamentos no *spot network* por defeitos no barramento secundário devem comprometer o atendimento de toda a sua carga (AZEVEDO, 2010).

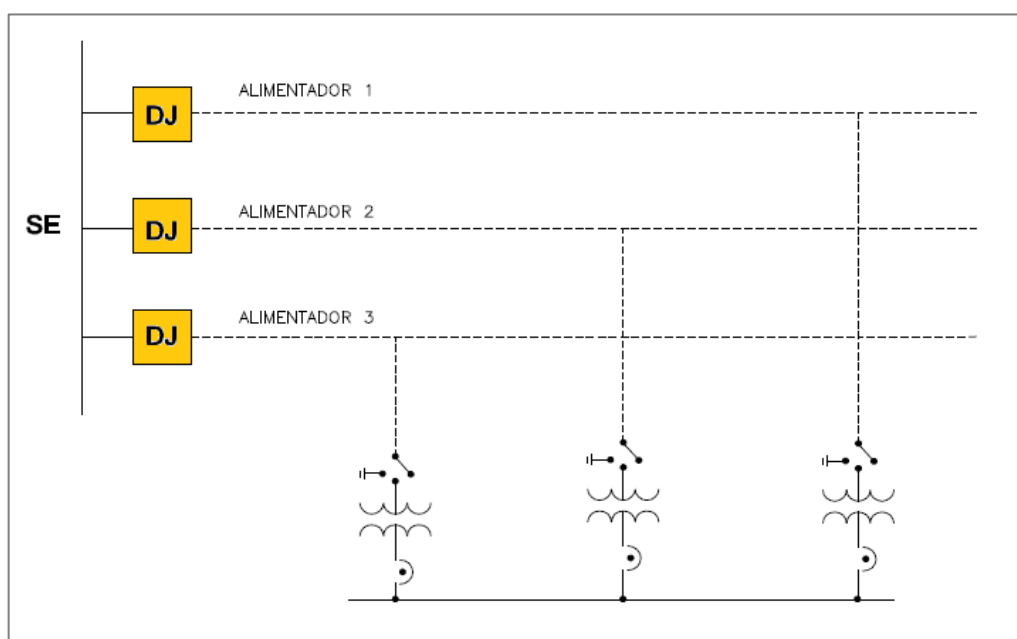


Figura 15: Sistema *spot network* com três alimentadores primários (AZEVEDO, 2010)

### 1.2.1.3 Protetor de redes (*network protector*)

Dentre os equipamentos que compõem o sistema de distribuição reticulado estão os Protetores de Rede (Figura 16). Um protetor de rede é formado por uma parte de potência que funciona basicamente como um religador de baixa tensão com comutação automática, comandado por um relé. Esse relé é de uso específico para os protetores de rede, e foi criado com a finalidade de perceber o fluxo reverso de potência (do lado do consumidor para o lado da concessionária) que passa através dos protetores, atuando, neste caso, para a abertura do disjuntor do protetor (BARRETO, 2010).



Figura 16: Protetor de redes modelo CM-22, relé eletromecânico (AES Eletropaulo, Corp.)

Esse fluxo reverso de potência é possível em sistemas reticulados em caso de falha nos alimentadores primários de média tensão. Os outros circuitos paralelos continuarão alimentando o lado dos consumidores e o transformador do circuito em falha passará a levar energia para o lado de média tensão (do secundário para o primário). Isso pode alimentar uma linha em curto, danificando equipamentos na subestação ou alimentar uma linha que se acreditaria estar desenergizada, caso a falha seja de circuito aberto. Esse último caso colocaria em risco a vida do pessoal



de manutenção que estaria procurando pela falha ou da população próxima ao local da pane (BARRETO, 2010).

Esses protetores têm seu funcionamento automático baseado no sensoramento contínuo das condições do reticulado (tensão, corrente, faseamento) ao qual estão ligados, operando adequadamente sob condições pré-programadas, para conectar ou desconectar o respectivo transformador à rede de baixa tensão. A programação do relé para seu funcionamento adequado se dá por meios mecânicos (ajuste de molas e limitadores de curso) em relés eletromecânicos e, por meio da entrada de parâmetros numéricos nos relés eletrônicos, utilizando-se para isso, terminais específicos (BARRETO, 2010).

Na Figura 17, podemos ver um diagrama esquemático de uma falha num alimentador de média tensão de um sistema reticulado exclusivo de quatro alimentadores. A contribuição dos outros três alimentadores para a falha através da transformação e do barramento de baixa tensão é indicada pelas setas. O diagrama mostra o caso de um curto-circuito, ficando evidente a função da pronta atuação dos protetores de rede. Se a falha demonstrada fosse de alta impedância (circuito aberto) no mesmo alimentador, ainda assim haveria a abertura dos protetores evitando que a linha de média tensão ficasse energizada, impondo riscos de segurança pessoal a trabalhadores da concessionária e a população (BARRETO, 2010).

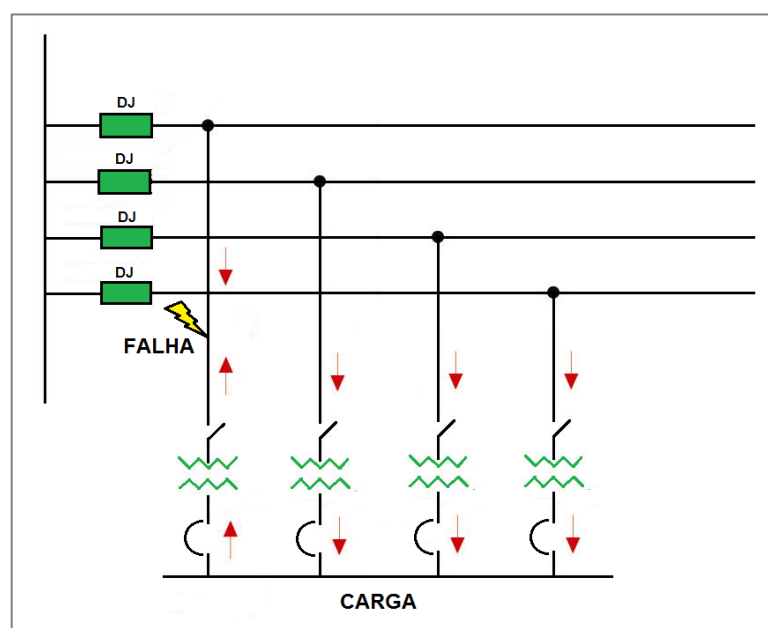


Figura 17: Representação esquemática de uma falha no sistema reticulado

### 1.3 ASPECTOS REGULATÓRIOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Até pouco tempo atrás, não era previsto pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) a inserção de geradores na área de distribuição. Existia uma lacuna regulatória quanto à possibilidade da geração distribuída e a venda de energia nos níveis de distribuição; o que já é uma realidade em muitos países da Europa, como por exemplo, a Alemanha.

Contudo, no dia 17 de Abril de 2012, a ANEEL estabeleceu as condições gerais para o acesso da GD aos sistemas de distribuição de energia elétrica, através da Resolução Normativa N° 482. Nesta resolução está sendo previsto a micro e minigeração distribuída e o sistema de compensação de energia elétrica aos consumidores que queiram exportar energia para a rede elétrica. Com o advento desta resolução, o Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição – do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), sofreu revisões para que o acesso da GD fosse regulamentado.

#### 1.3.1 Resolução Normativa N° 482, de 17 de Abril de 2012

A ANEEL estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. Para tanto, ela fez a definição de alguns termos conforme mostra o artigo abaixo:

*Art. 2º Para efeitos desta Resolução, ficam adotados as seguintes definições:*

*I – **microgeração distribuída**: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;*

*II – **minigeração distribuída**: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;*



*III – sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa (ANEEL, 2012) (Grifo do autor).*

Quanto do acesso aos sistemas de distribuição pela GD, as distribuidoras terão um prazo de 240 dias, contados da publicação da Resolução N° 482, para efetuar as alterações necessárias nos seus sistemas comerciais e publicar as normas técnicas. Como base de referências, as concessionárias deverão utilizar o PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais (ANEEL, 2012).

O consumidor poderá aderir ao sistema de compensação de energia elétrica, conforme disposto no artigo abaixo:

*Art. 7º No faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica deverão ser observados os seguintes procedimentos:*

*I – deverá ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso.*

*II – o consumo a ser faturado, referente à energia elétrica ativa, é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto horário, quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes.*

*III – caso a energia ativa injetada em um determinado posto horário seja superior à energia ativa consumida, a diferença deverá ser utilizada, preferencialmente, para compensação em outros postos horários dentro do mesmo ciclo de faturamento, devendo, ainda, ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia, se houver.*

*IV – os montantes de energia ativa injetada que não tenham sido compensados na própria unidade consumidora poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas para este fim e atendidas pela mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia elétrica, ou cujas unidades consumidoras forem reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito (ANEEL, 2012).*

Esta resolução também prevê que os custos referentes à adequação do sistema de medição, necessário para implantar o sistema de compensação de energia elétrica, são de responsabilidade do consumidor; ficando a distribuidora, após a adequação do sistema de medição, responsável pela operação e manutenção do medidor, incluindo os custos de eventual substituição ou adequação (ANEEL, 2012).

Caso a GD provoque algum dano ao sistema elétrico, as responsabilidades são dispostas nos artigos abaixo:

*Art. 11. Aplica-se o estabelecido no caput e no inciso II do art. 164 da Resolução Normativa Nº 414 de 9 de Setembro de 2010, no caso de dano ao sistema elétrico de distribuição comprovadamente ocasionado por microgeração ou minigeração distribuída incentivada.*

*Art. 12. Aplica-se o estabelecido no art. 170 da Resolução Normativa Nº 414, de 2010, no caso de o consumidor gerar energia elétrica na sua unidade consumidora sem observar as normas e padrões da distribuidora local.*

*Parágrafo único. Caso seja comprovado que houve irregularidades na unidade consumidora, nos termos do caput, os créditos de energia ativa gerados no respectivo período não poderão ser utilizados no sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012).*

### **1.3.2 Módulo 3 do PRODIST – Acesso ao Sistema de Distribuição**

Com a publicação da Resolução Nº 432, a ANEEL acrescentou a seção 3.7 – Acesso de Micro e Minigeração Distribuída – na revisão feita no Módulo 3 do PRODIST, dia 19 de Abril de 2012. O objetivo da seção 3.7 é descrever os procedimentos para o acesso da GD ao sistema de distribuição.

Como critérios técnicos e operacionais no ponto de conexão, foi estabelecido pelo PRODIST o seguinte:

*Para central geradora classificada como microgeração distribuída, o ponto de conexão às instalações da distribuidora é o mesmo da unidade consumidora, sendo vedada a modificação do ponto de conexão da unidade consumidora exclusivamente em função da instalação da geração.*

*Para central geradora classificada como minigeração distribuída, o ponto de conexão deve ser único para a central geradora e a unidade consumidora,*

*devendo ainda situar-se na intersecção das instalações de interesse restrito, de propriedade do acessante, com o sistema de distribuição acessado (PRODIST, 2012).*

Em relação aos requisitos de projetos, devem ser consideradas as faixas de potência indicadas na Tabela 3, para fins de definição da tensão de conexão da central geradora (PRODIST, 2012).

Tabela 3: Níveis de tensão considerados para conexão de centrais geradoras (PRODIST, 2012)

| Potência Instalada | Nível de Tensão de Conexão                       |
|--------------------|--------------------------------------------------|
| < 10 kW            | Baixa Tensão (monofásico, bifásico ou trifásico) |
| 10 a 100 kW        | Baixa Tensão (trifásico)                         |
| 101 a 500 kW       | Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão          |
| 501 kW a 1 MW      | Média Tensão                                     |

A Tabela 4 indica os mínimos requisitos técnicos necessários para o ponto de conexão das minicentrals geradoras.

Tabela 4: Requisitos mínimos em função da potência instalada (PRODIST, 2012)

| Equipamento                               | Potência Instalada |                 |               |
|-------------------------------------------|--------------------|-----------------|---------------|
|                                           | Até 100 kW         | 101 kW a 500 kW | 501 kW a 1 MW |
| Elemento de desconexão                    | Sim                | Sim             | Sim           |
| Elemento de interrupção                   | Sim                | Sim             | Sim           |
| Transformador de acoplamento              | Não                | Sim             | Sim           |
| Proteção de sub e sobretenção             | Sim                | Sim             | Sim           |
| Proteção de sub e sobrefrequência         | Sim                | Sim             | Sim           |
| Proteção contra desequilíbrio de corrente | Não                | Não             | Sim           |
| Proteção contra desbalanço de tensão      | Não                | Não             | Sim           |
| Sobrecorrente direcional                  | Não                | Não             | Sim           |
| Sobrecorrente com restrição de tensão     | Não                | Não             | Sim           |
| Relé de sincronismo                       | Sim                | Sim             | Sim           |
| Anti-ilhamento                            | Sim                | Sim             | Sim           |
| Estudo de curto-circuito                  | Não                | Sim             | Sim           |
| Medição                                   | Bidirecional       | 4 Quadrantes    | 4 Quadrantes  |

Cabe ressaltar uma observação na Tabela 3 – a quantidade de fases e o nível de tensão de conexão da central geradora serão definidos pela distribuidora em função das limitações técnicas da rede. O elemento de desconexão da Tabela 4 deve ser uma chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema (PRODIST, 2012).

A acessada pode propor proteções adicionais, desde que justificadas tecnicamente, em função de características específicas do sistema de distribuição acessado, exceto para central geradora classificada como microgeração distribuída. A conexão deve ser realizada em corrente alternada com frequência de 60 Hz (PRODIST, 2012).

## 2 MATERIAIS E MÉTODOS

O desenvolvimento do presente trabalho deu-se através de simulações computacionais utilizando o programa PTW (*Power\*Tools for Windows – SKM Systems Analysis, Inc.*), versão 6.5 *demo* (licença de 30 dias). Para simulação da geração distribuída no sistema de distribuição subterrânea, foram utilizados os seguintes módulos do PTW: DAPPER (estudo de curto-circuito e fluxo de carga) e I\*SIM (análise de estabilidade transitória).

Foi adotado nas simulações o sistema reticulado tipo *spot*, com 4 circuitos primários de 21 kV, conectando a subestação à 6 mini-reticulados, cujas tensões secundárias são de 400 V ou 216 V (tensão de linha). Utilizou-se dados não oficiais do sistema subterrâneo da concessionária de energia “AES Eletropaulo”, nos quais os dados de consumo dos mini-reticulados representam clientes corporativos, órgãos de imprensa, hospitais e consumidores residenciais. Optou-se por adotar nomes fictícios para os mini-reticulados: MINI – ALPHA, MINI – BETA, MINI – GAMMA, MINI – DELTA, MINI – ZETA e MINI – LAMBDA.

Para o estudo de inserção da geração distribuída, adotou-se 3 geradores síncronos, com potência máxima de 1 MW (conforme Resolução da ANEEL Nº 482), instalados em 3 diferentes mini-reticulados, sendo que 2 são conectados na baixa tensão e o terceiro na média tensão, através da utilização de um transformador elevador.

### 2.1 CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Tentou-se utilizar na simulação os dados elétricos que fossem o mais próximo possível da realidade, ou seja, as características que são encontradas comumente nas redes subterrâneas. Cabe dizer que foram feitas algumas simplificações ou adaptações de forma a não tornar o tempo de simulação e análise demasiadamente ociosa. Vale ressaltar também que de nenhuma forma estes dados são oficiais por parte da empresa “AES Eletropaulo”, como também os dados de consumo de energia dos clientes ligados ao sistema reticulado, uma vez que foram manipulados ou alterados a fim de obter uma melhor didática para o objetivo do presente trabalho.

### 2.1.1 Estação Transformadora de Distribuição

Para a modelagem da subestação nas simulações, convencionou-se a utilização de dados genéricos nos níveis de curto-circuito trifásico e fase-terra da barra de alimentação. Manteve-se a mesma classe de tensão e filosofia de operação da Eletropaulo – 4 circuitos primários de 21 kV. Segue abaixo a Tabela 5 contendo os dados utilizados.

Tabela 5: Modelagem da subestação transformadora nas simulações computacionais

| ETD - Estação Transformadora de Distribuição |                       |
|----------------------------------------------|-----------------------|
| Tensão de operação                           | 21 kV                 |
| Corrente de curto trifásico                  | 16 kA                 |
| Relação X/R de curto trifásico               | 3,2                   |
| Corrente de curto fase-terra                 | 6 kA                  |
| Relação X/R de curto fase-terra              | 0,8                   |
| Potência de base                             | 100 MVA               |
| Tensão de base                               | 21 kV                 |
| Impedância de sequência positiva             | $0,0513 + j0,1640$ pu |
| Impedância de sequência zero                 | $0,9709 + j0,5307$ pu |

### 2.1.2 Circuitos Alimentadores de Média Tensão

#### 2.1.2.1 Circuitos tronco

Para a simulação dos 4 circuitos tronco do sistema reticulado, foi adotado como condutor o cabo de potência com isolamento de papel impregnado, 3 x 500 MCM, cobre, 20/35 kV, formação setorial compactado e com capa de chumbo. A Figura 18 mostra a composição do cabo.

Este cabo foi adota pela Eletropaulo na construção dos sistemas reticulados. Trata-se de ativos de ótima durabilidade, visto sua operação na rede com mais de 40 anos, e sua baixa taxa de falhas. Outro fato que contribuiu para seu desempenho foi sua classe de tensão ser muito maior que a tensão de operação. A Tabela 6 ilustra os dados construtivos deste tipo de cabo.

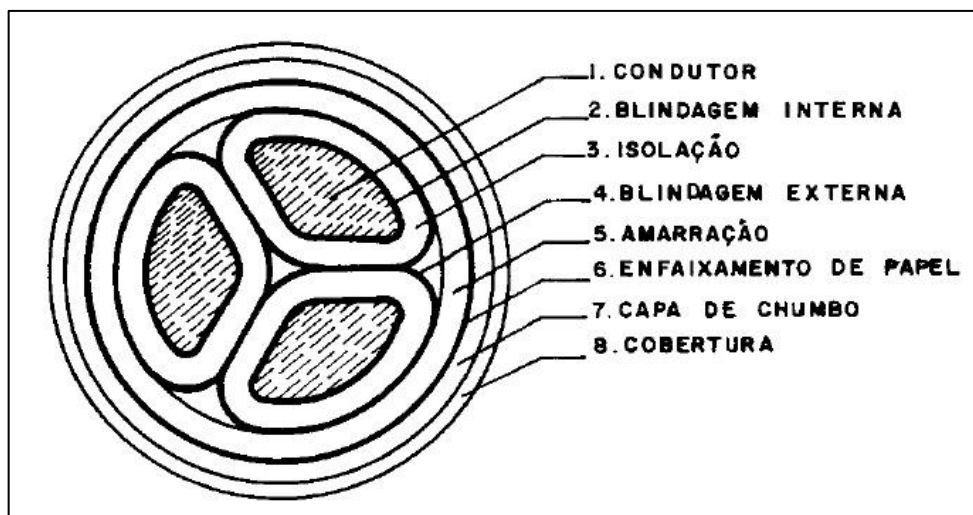


Figura 18: Desenho ilustrativo do cabo de potência utilizado nos circuitos tronco das simulações

Tabela 6: Dados construtivos do cabo de potência utilizado nos circuitos tronco das simulações

| CABO: 3 x 500 MCM, Cu, PAPEL, 20/35 kV |               |       |
|----------------------------------------|---------------|-------|
| Resistência de sequência positiva      | 0,0926 Ohm/km |       |
| Reatância de sequência positiva        | 0,1183 Ohm/km |       |
| Resistência de sequência zero          | 0,2707 Ohm/km |       |
| Reatância de sequência zero            | 2,3831 Ohm/km |       |
| Correntes admissíveis                  | FC = 100%     |       |
| 01 Circuito                            | 80 °C         | 416 A |
|                                        | 100 °C        | 477 A |
| 02 Circuitos                           | 80 °C         | 362 A |
|                                        | 100 °C        | 414 A |

#### 2.1.2.2 Circuitos de derivação

Para os circuitos que derivam dos cabos tronco, alimentando os transformadores dos mini-reticulados, escolheu-se o cabo de potência com isolamento de papel impregnado, 1 x 2/0 AWG, cobre, 20/35 kV, formação circular compactado e com capa de chumbo. Este condutor é utilizado como ramais nos sistema reticulados, porém, existem outros tipos de cabos na rede da Eletropaulo com a mesma finalidade. Trata-se de um ativo com as mesmas qualidades que o cabo tronco adotado. A Figura 19 e a Tabela 7 detalham as características deste cabo de derivação.

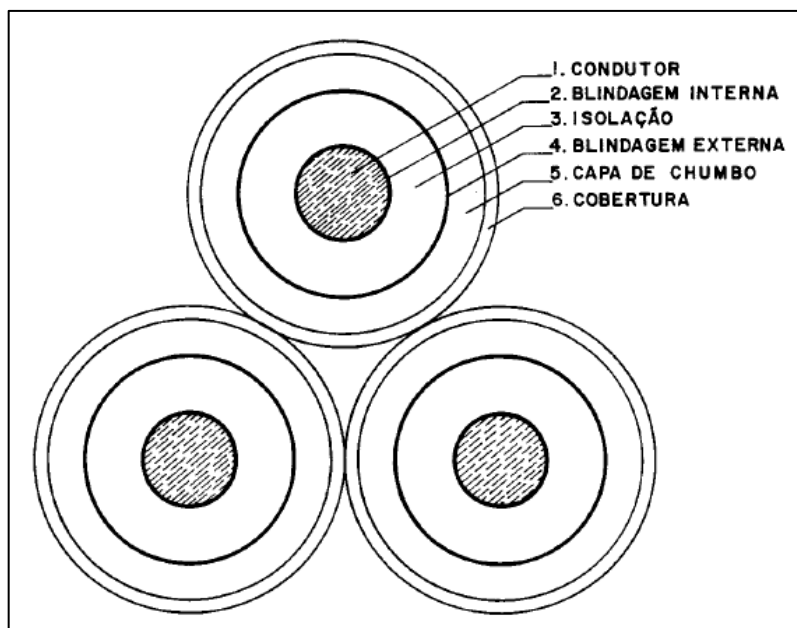


Figura 19: Desenho ilustrativo do cabo de potência utilizado nos circuitos ramais das simulações

Tabela 7: Dados construtivos do cabo de potência utilizado nos circuitos ramais das simulações

| CABO: 1 x 2/0 AWG, Cu, PAPEL, 20/35 kV |               |       |
|----------------------------------------|---------------|-------|
| Resistência de sequência positiva      | 0,3369 Ohm/km |       |
| Reatância de sequência positiva        | 0,1690 Ohm/km |       |
| Resistência de sequência zero          | 1,3309 Ohm/km |       |
| Reatância de sequência zero            | 0,6463 Ohm/km |       |
| Correntes admissíveis                  | FC = 100%     |       |
| 01 Circuito                            | 80 °C         | 200 A |
|                                        | 110 °C        | 239 A |
| 02 Circuitos                           | 80 °C         | 178 A |
|                                        | 110 °C        | 213 A |

### 2.1.3 Circuitos Alimentadores de Baixa Tensão

#### 2.1.3.1 Circuitos de saída dos transformadores

Incorporou-se para as saídas dos transformadores e alimentação dos consumidores o cabo de potência com isolação extrudada de polietileno reticulado (XLPE), 1 x 500 MCM, 600 V, cobre, formação circular compactada e com cobertura em PVC. Para o transformador de 750 kVA (tensão secundária de 216,5 V) é



utilizado 6 cabos por fase, já para os transformadores de 500 kVA (216,5 V) e 1000 kVA (400 V), são utilizados 4 cabos por fase. Em todos os casos são utilizados 2 cabos por fase no neutro, entretanto, as simulações são realizadas considerando o sistema equilibrado (o que não acontece na prática), então não acaba tendo tanta interferência nos resultados das simulações.

Este cabo é também utilizado na Eletropaulo para interligações dos barramentos nos poços de inspeção, os quais são comumente conhecidos como barramento em anéis (BA). A Figura 20 e a Tabela 8 mostram as características deste tipo de condutor.

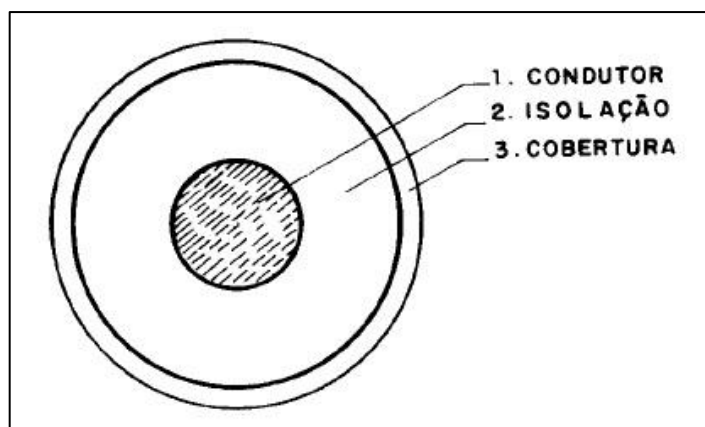


Figura 20: Desenho ilustrativo do cabo utilizado nas saídas dos transformadores das simulações

Tabela 8: Dados construtivos do cabo utilizado nas saídas dos transformadores das simulações

| CABO: 1 x 500 MCM, Cu, XLPE, 600 V |               |       |
|------------------------------------|---------------|-------|
| Resistência de sequência positiva  | 0,0915 Ohm/km |       |
| Reatância de sequência positiva    | 0,0947 Ohm/km |       |
| Resistência de sequência zero      | 0,2696 Ohm/km |       |
| Reatância de sequência zero        | 2,4301 Ohm/km |       |
| Correntes admissíveis              | FC = 100%     |       |
| 01 Circuito                        | 90 °C         | 438 A |
|                                    | 130 °C        | 537 A |
| 04 Circuitos                       | 90 °C         | 312 A |
|                                    | 130 °C        | 379 A |
| 06 Circuitos                       | 90 °C         | 266 A |
|                                    | 130 °C        | 323 A |

### 2.1.3.2 Circuitos de saída dos geradores

Para conexão dos geradores síncronos ao barramento dos mini-reticulados, optou-se pela utilização do cabo de potência com isolamento extrudada de polietileno reticulado (XLPE), 1 x 400 mm<sup>2</sup>, 0,6/1,0 kV, cobre, formação circular compactada e cobertura também em XLPE. Devido aos geradores serem da ordem de 1000 kW, corrente nominal de 1468 A, admitiu-se o uso destes cabos para minimizar a queda de tensão no trecho que liga o gerador ao barramento do mini-reticulado. Nas simulações foi adotado 4 cabos por fase, sendo 2 cabos por fase no neutro.

Na Eletropaulo, estes condutores são utilizados nas saídas de transformadores de 2000 kVA (alimentações de consumidores); eles apresentam grande capacidade de circulação de corrente. Este cabo apresenta a mesma configuração construtiva que o cabo da Figura 20; a Tabela 9 apresenta os dados elétricos.

Tabela 9: Dados construtivos do cabo utilizado nas saídas dos geradores das simulações

| CABO: 1 x 400 mm <sup>2</sup> , Cu, XLPE, 0,6/1,0 kV |               |       |
|------------------------------------------------------|---------------|-------|
| Resistência de sequência positiva                    | 0,0649 Ohm/km |       |
| Reatância de sequência positiva                      | 0,0840 Ohm/km |       |
| Resistência de sequência zero                        | 0,2430 Ohm/km |       |
| Reatância de sequência zero                          | 2,3982 Ohm/km |       |
| Correntes admissíveis                                | FC = 100%     |       |
| 01 Circuito                                          | 90 °C         | 548 A |
|                                                      | 130 °C        | 674 A |
| 04 Circuitos                                         | 90 °C         | 387 A |
|                                                      | 130 °C        | 473 A |

### 2.1.4 Mini-reticulados

Conforme já descrito, foi simulado o sistema reticulado tipo *spot* com 6 mini-reticulados, sendo que cada mini apresenta uma característica própria (potência dos transformadores, distância dos condutores, tensão secundária, etc.). Segue abaixo as características principais de cada mini-reticulado:

- MINI – ALPHA: 4 transformadores de 1000 kVA, 21000/400 V;

- MINI – BETA: 4 transformadores de 500 kVA, 21000/216 V;
- MINI – GAMMA: 3 transformadores de 500 kVA, 21000/216 V;
- MINI – DELTA: 4 transformadores de 750 kVA, 21000/216 V;
- MINI – ZETA: 4 transformadores de 750 kVA, 21000/216 V;
- MINI – LAMBDA: 4 transformadores de 1000 kVA, 21000/400 V.

Cada mini-reticulado apresenta também diferentes cargas elétricas (comercial, residencial, etc.), sendo que alguns minis suprem apenas um cliente, ou um conjunto maior de consumidores.

#### 2.1.4.1 Mini-reticulado ALPHA

O MINI – ALPHA é o mini-reticulado mais próximo da subestação, conforme ilustra a Figura 21. Neste caso trata-se da alimentação de um Shopping Center, tanto a administração quanto as lojas do complexo comercial. A Tabela 10 detalha os dados construtivos mostrados na Figura 21, tanto a parte de média tensão quanto à baixa tensão.

Tabela 10: Dados construtivos da Figura 21 (MINI – ALPHA)

| Cabo  | Seção   | Nº Cabos/Fase | Isolação | Distância | Tensão |
|-------|---------|---------------|----------|-----------|--------|
| MT-1  | 500 MCM | 1,0           | PILC     | 490 m     | 21 kV  |
| MT-6  | 500 MCM | 1,0           | PILC     | 528 m     | 21 kV  |
| MT-7  | 500 MCM | 1,0           | PILC     | 72 m      | 21 kV  |
| MT-12 | 500 MCM | 1,0           | PILC     | 545 m     | 21 kV  |
| MT-13 | 500 MCM | 1,0           | PILC     | 72 m      | 21 kV  |
| MT-18 | 500 MCM | 1,0           | PILC     | 492 m     | 21 kV  |
| MT-19 | 500 MCM | 1,0           | PILC     | 67 m      | 21 kV  |
| MT-22 | 2/0 AWG | 1,0           | PILC     | 30 m      | 21 kV  |
| MT-23 | 2/0 AWG | 1,0           | PILC     | 20 m      | 21 kV  |
| MT-24 | 2/0 AWG | 1,0           | PILC     | 28 m      | 21 kV  |
| BT-1  | 500 MCM | 4,0           | XLPE     | 40 m      | 400 V  |
| BT-2  | 500 MCM | 4,0           | XLPE     | 40 m      | 400 V  |
| BT-3  | 500 MCM | 4,0           | XLPE     | 40 m      | 400 V  |
| BT-22 | 400 mm² | 4,0           | XLPE     | 15 m      | 400 V  |



#### 2.1.4.2 Mini-reticulado BETA

O MINI – BETA alimenta a administração de um grande cliente comercial da área de transportes (ver Figura 22). A Tabela 11 detalha os dados construtivos do diagrama unifilar da Figura 22.

Tabela 11: Dados construtivos da Figura 22 (MINI – BETA)

| Cabo          | Seção    | Nº Cabos/Fase | Isolação       | Distância | Tensão |
|---------------|----------|---------------|----------------|-----------|--------|
| MT-2          | 500 MCM  | 1,0           | PILC           | 40 m      | 21 kV  |
| MT-8          | 500 MCM  | 1,0           | PILC           | 37 m      | 21 kV  |
| MT-14         | 500 MCM  | 1,0           | PILC           | 34 m      | 21 kV  |
| MT-20         | 500 MCM  | 1,0           | PILC           | 213 m     | 21 kV  |
| MT-25         | 2/0 AWG  | 1,0           | PILC           | 30 m      | 21 kV  |
| MT-26         | 2/0 AWG  | 1,0           | PILC           | 25 m      | 21 kV  |
| MT-27         | 2/0 AWG  | 1,0           | PILC           | 23 m      | 21 kV  |
| MT-28         | 2/0 AWG  | 1,0           | PILC           | 100 m     | 21 kV  |
| BT-4          | 500 MCM  | 4,0           | XLPE           | 40 m      | 216 V  |
| BT-5          | 500 MCM  | 4,0           | XLPE           | 40 m      | 216 V  |
| BT-6          | 500 MCM  | 4,0           | XLPE           | 40 m      | 216 V  |
| BT-7          | 500 MCM  | 4,0           | XLPE           | 40 m      | 216 V  |
| Transformador | Potência | Primário      | Secundário     | Z%        | X/R    |
| CT-4          | 500 kVA  | Delta         | Estrela aterr. | 4,81%     | 4,7    |
| CT-5          | 500 kVA  | Delta         | Estrela aterr. | 5,00%     | 4,7    |
| CT-6          | 500 kVA  | Delta         | Estrela aterr. | 4,52%     | 4,7    |
| CT-7          | 500 kVA  | Delta         | Estrela aterr. | 4,40%     | 4,7    |

#### 2.1.4.3 Mini-reticulado GAMMA

Este sistema é responsável pelo suprimento de vários conjuntos comerciais, incluindo órgãos de imprensa e rádios. A Figura 23 e a Tabela 12 ilustram, respectivamente, o diagrama unifilar e os dados construtivos do MINI – GAMMA.

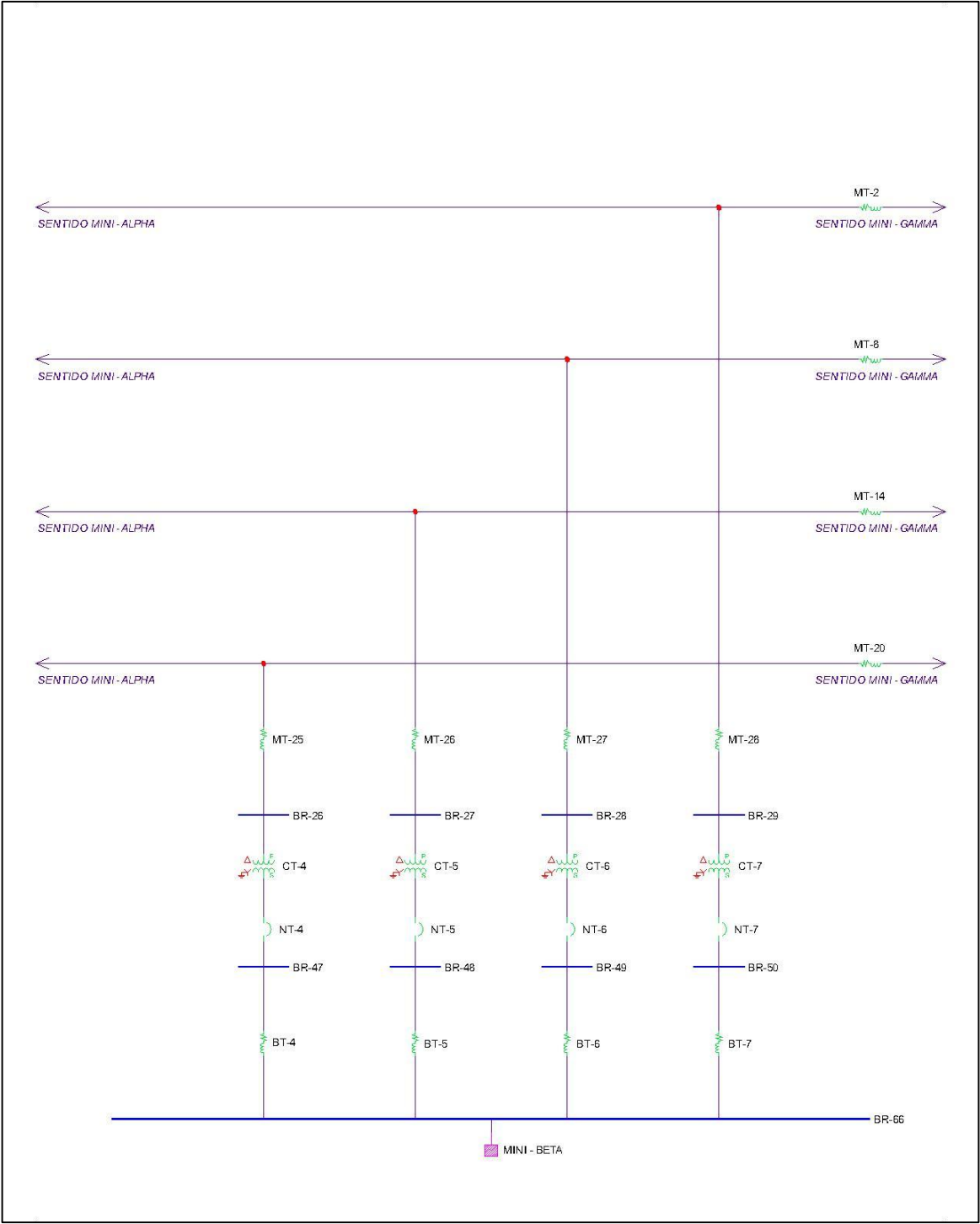


Figura 22: Diagrama Unifilar do MINI – BETA adotado nas simulações

Tabela 12: Dados construtivos da Figura 23 (MINI – GAMMA)

| Cabo  | Seção   | Nº Cabos/Fase | Isolação | Distância | Tensão |
|-------|---------|---------------|----------|-----------|--------|
| MT-3  | 500 MCM | 1,0           | PILC     | 243 m     | 21 kV  |
| MT-9  | 500 MCM | 1,0           | PILC     | 220 m     | 21 kV  |
| MT-15 | 500 MCM | 1,0           | PILC     | 228 m     | 21 kV  |

|       |         |     |      |      |       |
|-------|---------|-----|------|------|-------|
| MT-29 | 2/0 AWG | 1,0 | PILC | 26 m | 21 kV |
| MT-30 | 2/0 AWG | 1,0 | PILC | 25 m | 21 kV |
| MT-31 | 2/0 AWG | 1,0 | PILC | 28 m | 21 kV |
| BT-8  | 500 MCM | 4,0 | XLPE | 40 m | 216 V |
| BT-9  | 500 MCM | 4,0 | XLPE | 40 m | 216 V |
| BT-10 | 500 MCM | 4,0 | XLPE | 40 m | 216 V |

---

| Transformador | Potência | Primário | Secundário     | Z%    | X/R |
|---------------|----------|----------|----------------|-------|-----|
| CT-8          | 500 kVA  | Delta    | Estrela aterr. | 4,64% | 4,7 |
| CT-9          | 500 kVA  | Delta    | Estrela aterr. | 4,73% | 4,7 |
| CT-10         | 500 kVA  | Delta    | Estrela aterr. | 4,88% | 4,7 |

#### 2.1.4.4 Mini-reticulado DELTA

O MINI – DELTA (Figura 24) supre energia para um prédio corporativo. Os circuitos de baixa tensão, neste caso, apresentam 6 cabos por fase, isto é devido a potência dos transformadores serem de 750 kVA e a tensão ser de 216 V, o que acaba elevando o valor da corrente. A Tabela 13 detalha os dados utilizados nas simulações da Figura 24.

Tabela 13: Dados construtivos da Figura 24 (MINI – DELTA)

| Cabo  | Seção   | Nº<br>Cabos/Fase | Isolação | Distância | Tensão |
|-------|---------|------------------|----------|-----------|--------|
| MT-4  | 500 MCM | 1,0              | PILC     | 178 m     | 21 kV  |
| MT-10 | 500 MCM | 1,0              | PILC     | 170 m     | 21 kV  |
| MT-16 | 500 MCM | 1,0              | PILC     | 173 m     | 21 kV  |
| MT-21 | 500 MCM | 1,0              | PILC     | 258 m     | 21 kV  |
| MT-32 | 2/0 AWG | 1,0              | PILC     | 26 m      | 21 kV  |
| MT-33 | 2/0 AWG | 1,0              | PILC     | 22 m      | 21 kV  |
| MT-34 | 2/0 AWG | 1,0              | PILC     | 20 m      | 21 kV  |
| MT-35 | 2/0 AWG | 1,0              | PILC     | 70 m      | 21 kV  |
| BT-11 | 500 MCM | 6,0              | XLPE     | 40 m      | 216 V  |
| BT-12 | 500 MCM | 6,0              | XLPE     | 40 m      | 216 V  |
| BT-13 | 500 MCM | 6,0              | XLPE     | 40 m      | 216 V  |
| BT-14 | 500 MCM | 6,0              | XLPE     | 40 m      | 216 V  |

| Transformador | Potência | Primário | Secundário     | Z%    | X/R |
|---------------|----------|----------|----------------|-------|-----|
| CT-11         | 750 kVA  | Delta    | Estrela aterr. | 4,77% | 5,2 |
| CT-12         | 750 kVA  | Delta    | Estrela aterr. | 4,95% | 5,2 |
| CT-13         | 750 kVA  | Delta    | Estrela aterr. | 4,61% | 5,2 |
| CT-14         | 750 kVA  | Delta    | Estrela aterr. | 4,76% | 5,2 |

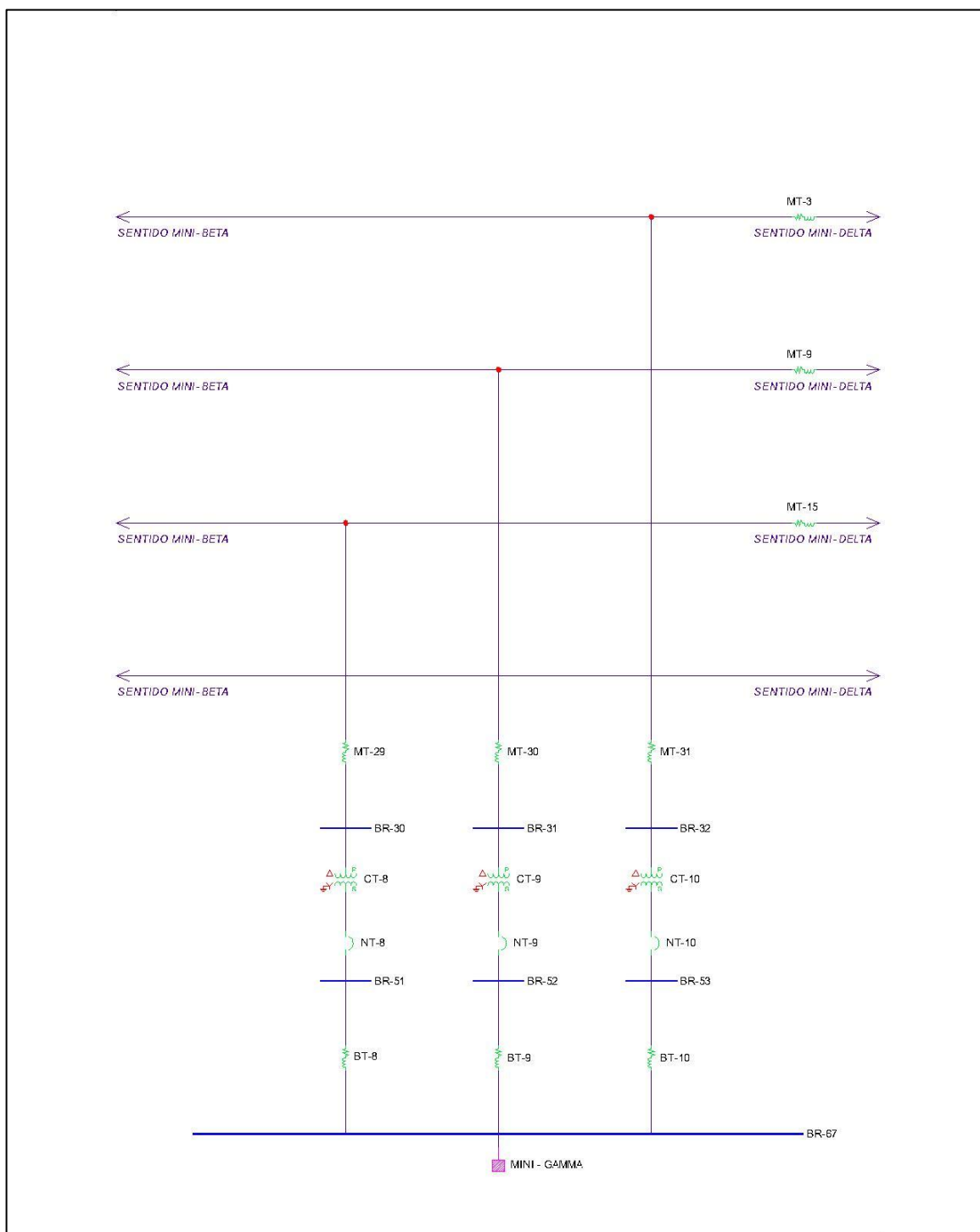


Figura 23: Diagrama Unifilar do MINI – GAMMA adotado nas simulações





Tabela 14: Dados construtivos da Figura 25 (MINI – ZETA)

| Cabo          | Seção    | Nº<br>Cabos/Fase | Isolação       | Distância | Tensão |
|---------------|----------|------------------|----------------|-----------|--------|
| MT-5          | 500 MCM  | 1,0              | PILC           | 149 m     | 21 kV  |
| MT-11         | 500 MCM  | 1,0              | PILC           | 142 m     | 21 kV  |
| MT-17         | 500 MCM  | 1,0              | PILC           | 135 m     | 21 kV  |
| MT-36         | 2/0 AWG  | 1,0              | PILC           | 20 m      | 21 kV  |
| MT-37         | 2/0 AWG  | 1,0              | PILC           | 18 m      | 21 kV  |
| MT-38         | 2/0 AWG  | 1,0              | PILC           | 20 m      | 21 kV  |
| BT-15         | 500 MCM  | 6,0              | XLPE           | 40 m      | 216 V  |
| BT-16         | 500 MCM  | 6,0              | XLPE           | 40 m      | 216 V  |
| BT-17         | 500 MCM  | 6,0              | XLPE           | 40 m      | 216 V  |
| BT-24         | 400 mm²  | 4,0              | XLPE           | 15 m      | 400 V  |
| Transformador | Potência | Primário         | Secundário     | Z%        | X/R    |
| CT-15         | 750 kVA  | Delta            | Estrela aterr. | 4,86%     | 5,2    |
| CT-16         | 750 kVA  | Delta            | Estrela aterr. | 4,86%     | 5,2    |
| CT-17         | 750 kVA  | Delta            | Estrela aterr. | 4,62%     | 5,2    |
| CT-22         | 1000 kVA | Estrela aterr.   | Delta          | 7,29%     | 5,7    |

#### 2.1.4.6 Mini-reticulado LAMBDA

O último mini-reticulado do sistema está conectado diretamente a administração de um banco. A Tabela 15 e a Figura 26 o ilustram.

Tabela 15: Dados construtivos da Figura 26 (MINI – LAMBDA)

| Cabo  | Seção   | Nº<br>Cabos/Fase | Isolação | Distância | Tensão |
|-------|---------|------------------|----------|-----------|--------|
| MT-39 | 2/0 AWG | 1,0              | PILC     | 125 m     | 21 kV  |
| MT-40 | 2/0 AWG | 1,0              | PILC     | 65 m      | 21 kV  |
| MT-41 | 2/0 AWG | 1,0              | PILC     | 70 m      | 21 kV  |
| MT-42 | 2/0 AWG | 1,0              | PILC     | 60 m      | 21 kV  |
| BT-18 | 500 MCM | 4,0              | XLPE     | 40 m      | 216 V  |
| BT-19 | 500 MCM | 4,0              | XLPE     | 40 m      | 216 V  |
| BT-20 | 500 MCM | 4,0              | XLPE     | 40 m      | 216 V  |
| BT-21 | 500 MCM | 4,0              | XLPE     | 40 m      | 216 V  |

| BT-23         | 400 mm <sup>2</sup> | 4,0      | XLPE           | 15 m  | 400 V |
|---------------|---------------------|----------|----------------|-------|-------|
| Transformador | Potência            | Primário | Secundário     | Z%    | X/R   |
| CT-18         | 1000 kVA            | Delta    | Estrela aterr. | 6,89% | 5,7   |
| CT-19         | 1000 kVA            | Delta    | Estrela aterr. | 6,67% | 5,7   |
| CT-20         | 1000 kVA            | Delta    | Estrela aterr. | 6,75% | 5,7   |
| CT-21         | 1000 kVA            | Delta    | Estrela aterr. | 7,29% | 5,7   |

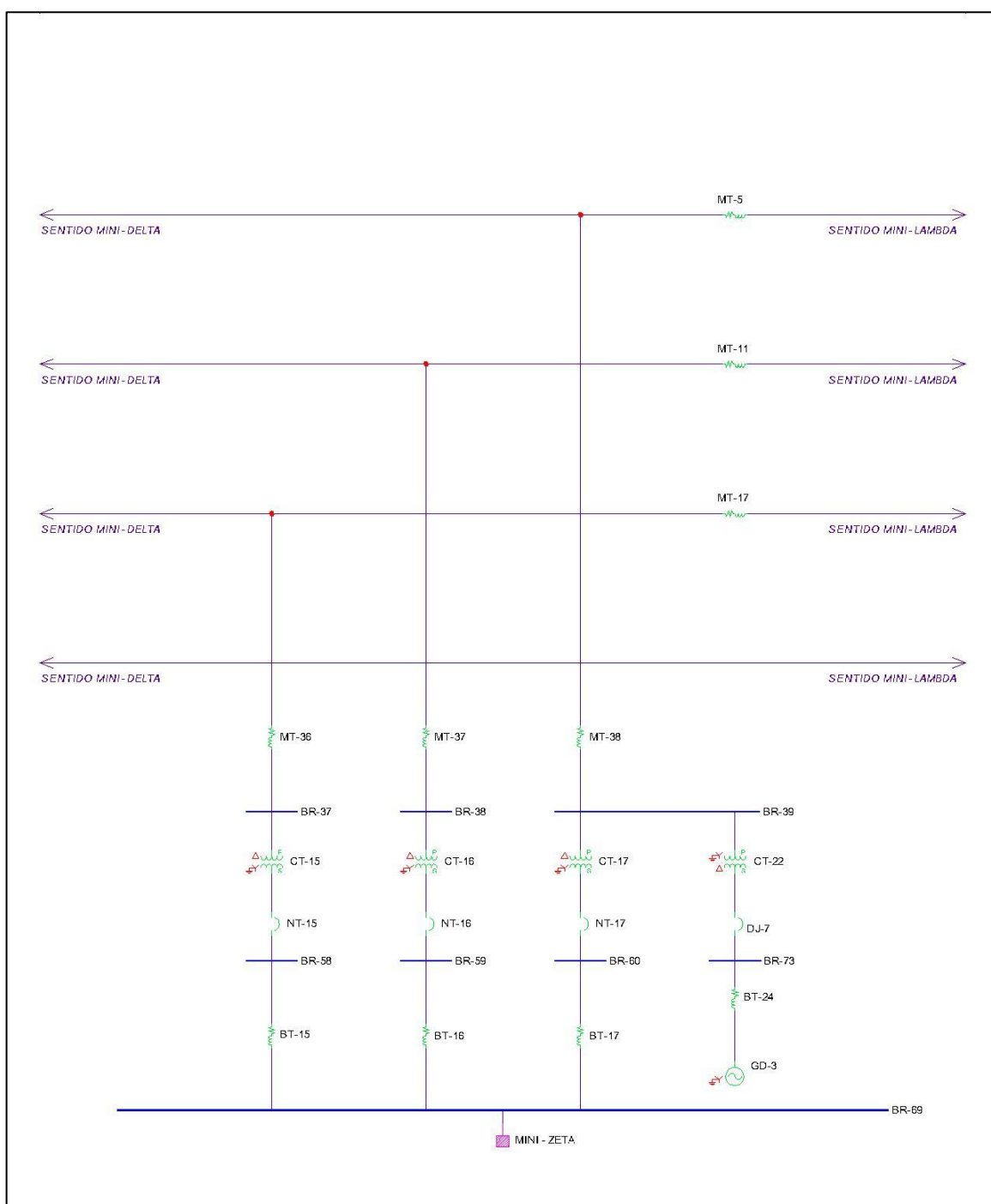


Figura 25: Diagrama Unifilar do MINI – ZETA adotado nas simulações

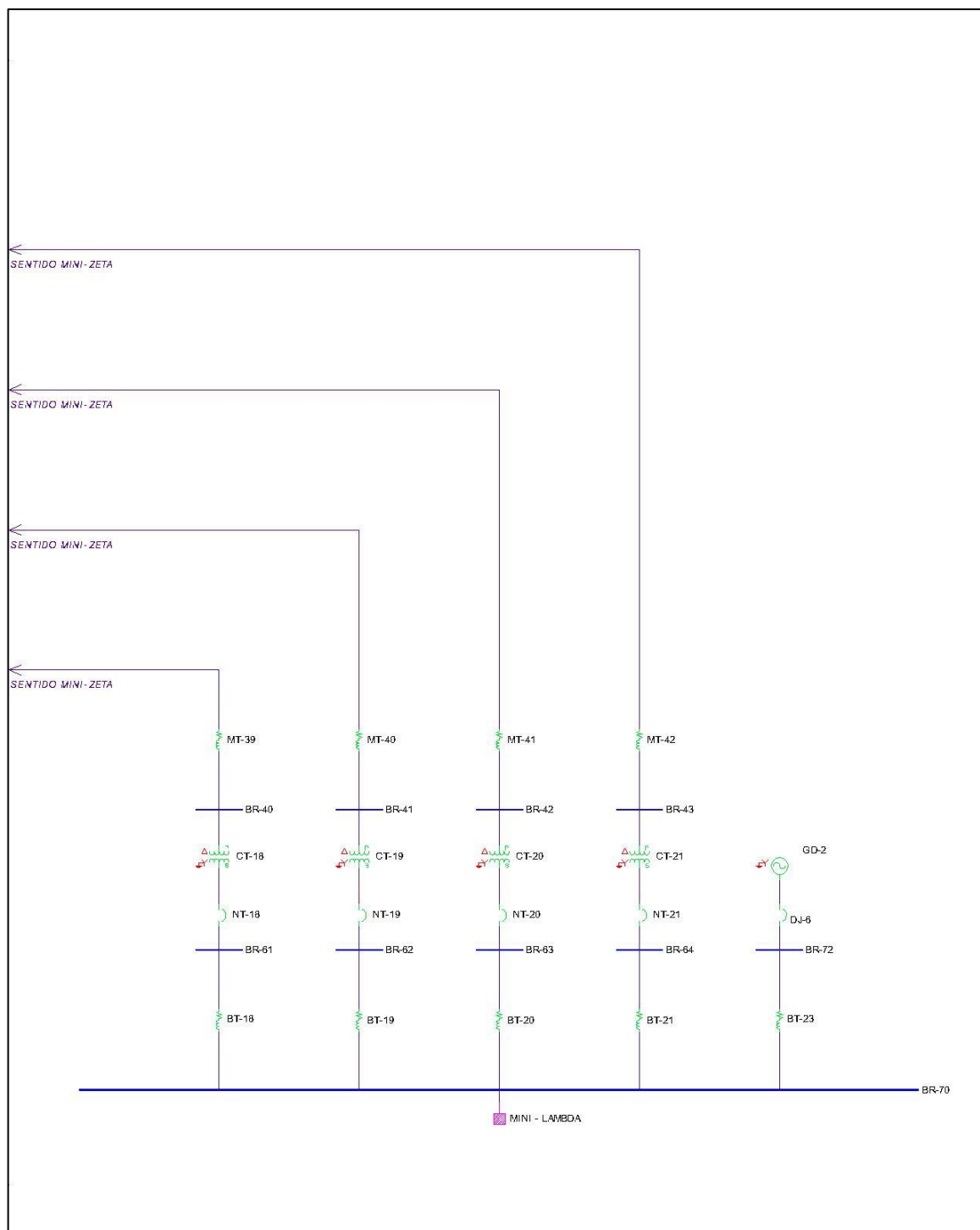


Figura 26: Diagrama Unifilar do MINI – LAMBDA adotado nas simulações

## 2.2 CARACTERÍSTICAS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Serão utilizados para simulação da GD 3 turbinas a gás alimentando geradores síncronos com potência limitada a 1000 kW, visto a potência máxima de minigeração estipulada pela ANEEL (Resolução Nº 482). Para localização dos geradores

conectados na baixa tensão, optou-se pelos minis com tensão secundária de 400 V, já para o gerador conectado na média tensão, poderia ser escolhido qualquer circuito e mini; acabou-se escolhendo o mini-reticulado com alto carregamento. Segue a lista com a distribuição da GD no sistema:

- MINI – ALPHA: Gerador síncrono (1040 kVA, 415/240 V e 1800 rpm) conectado na BT;
- MINI – ZETA: Gerador síncrono (1040 kVA, 415/240 V e 1800 rpm) conectado na MT através de um transformador elevador (1000 kVA e 415/21000V);
- MINI – LAMBDA: Gerador síncrono (1040 kVA, 415/240 V e 1800 rpm) conectado na BT.

### 2.2.1 Turbinas a Gás

Optou-se pelas turbinas do fabricante japonês “Kawasaki”, modelo “M1A-13X”, cuja potência é de 1390 kW (nível do mar e temperatura à 15 °C). Considerando um fator de carga de 75%, a potência da turbina passa a ser de 1040 kW. A Figura 27 mostra os dados nominais do fabricante.

| Gas Turbine Model                  | M1A Gas Turbine Series |        |        |         |        |        |         |        |        |
|------------------------------------|------------------------|--------|--------|---------|--------|--------|---------|--------|--------|
|                                    | M1A-13A                |        |        | M1A-13D |        |        | M1A-13X |        |        |
| Gas Turbine Generator Model        | GPB15                  |        |        | GPB15D  |        |        | GPB15X  |        |        |
| Partial Load @ AIT 15°C            | 100                    | 75     | 50     | 100     | 75     | 50     | 100     | 75     | 50     |
| Electric Output                    | 1,450                  | 1,090  | 730    | 1,450   | 1,090  | 730    | 1,390   | 1,040  | 700    |
| Heat Rate                          | 15,130                 | 16,500 | 19,750 | 15,280  | 16,660 | 19,900 | 15,530  | 17,000 | 20,470 |
| Exhaust Gas Temperature            | 524                    | 441    | 368    | 534     | 448    | 374    | 527     | 444    | 372    |
| Exhaust Gas Mass Flow              | 28.8                   | 29.2   | 29.6   | 28.5    | 29.0   | 29.4   | 28.3    | 28.8   | 29.3   |
| HRSG Steam Output (Typical*1)      | 5.0                    | 3.8    | 2.8    | 5.1     | 3.9    | 2.8    | 4.9     | 3.8    | 2.8    |
| Total Thermal Efficiency           | 79.2                   | 73.6   | 65.4   | 79.7    | 74.2   | 66.1   | 79.1    | 73.7   | 65.8   |
| Inlet Air Temperature              | 0                      | 15     | 40     | 0       | 15     | 40     | 0       | 15     | 40     |
| Maximum Continuous Electric Output | 1,620                  | 1,450  | 1,120  | 1,630   | 1,450  | 1,116  | 1,580   | 1,390  | 1,060  |
| Heat Rate                          | 14,690                 | 15,130 | 16,880 | 14,810  | 15,280 | 17,140 | 14,980  | 15,530 | 17,600 |
| Exhaust Gas Temperature            | 516                    | 524    | 547    | 526     | 534    | 559    | 518     | 527    | 553    |
| Exhaust Gas Mass Flow              | 30.9                   | 28.8   | 25.2   | 30.7    | 28.5   | 24.8   | 30.6    | 28.3   | 24.7   |
| HRSG Steam Output (Typical*1)      | 5.2                    | 5.0    | 4.8    | 5.3     | 5.1    | 4.9    | 5.2     | 4.9    | 4.7    |
| Total Thermal Efficiency           | 76.5                   | 79.2   | 82.4   | 77.8    | 79.7   | 82.8   | 77.3    | 79.1   | 82.4   |

Figura 27: Dados nominais da série M1A de turbinas a gás (Kawasaki Gas Turbines, Inc.)

Conforme a temperatura ambiente aumenta, menor será a potência no eixo da turbina e maior a taxa de potência dos gases de exaustão da turbina (Figura 28).

Para a simulação, iremos manter a temperatura de 15 °C. O restante da energia dos gases de exaustão pode ser usado para outras finalidades energéticas do empreendimento (cogeração), porém, estas análises não fazem parte do escopo deste trabalho, ficando este limitado apenas à parte de geração elétrica. A Figura 29 mostra com detalhes as características construtivas da turbina.

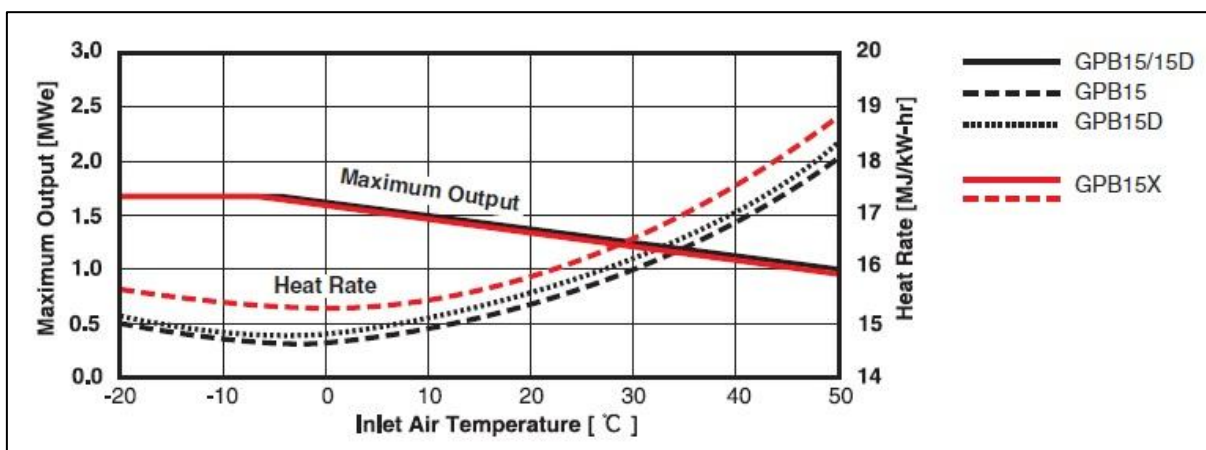


Figura 28: Gráfico de eficiência da série de turbinas M1A (Kawasaki Gas Turbines, Inc.)

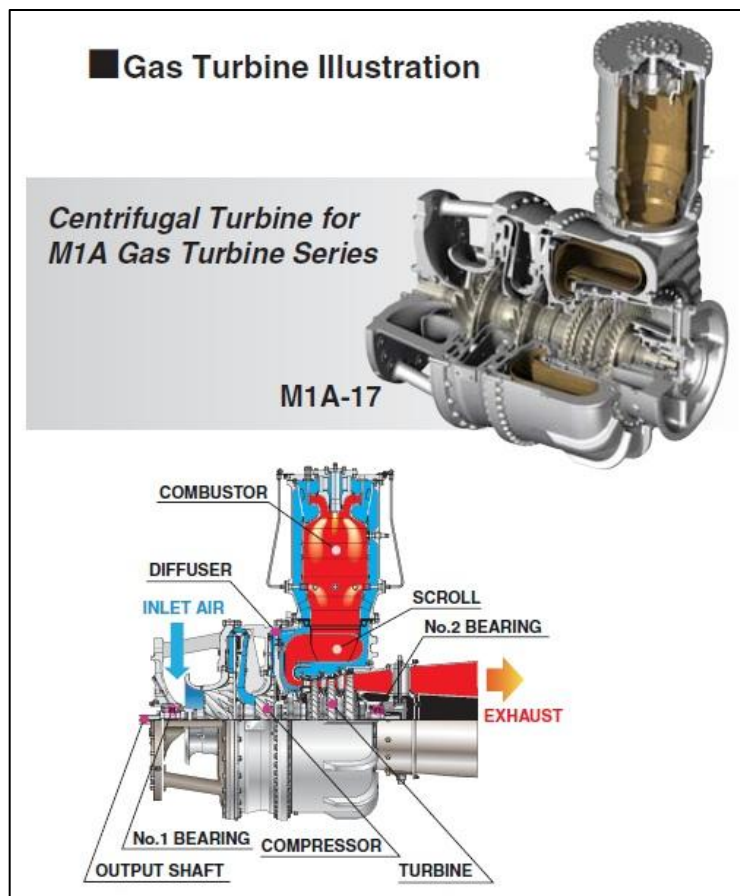


Figura 29: Características construtivas da série de turbinas M1A (Kawasaki Gas Turbines, Inc.)

### 2.2.2 Geradores Síncronos

Como gerador síncrono, escolheu-se o modelo “AMG 0400CL04” do fabricante europeu “ABB”, da série de geradores de baixa tensão para mecanismos mecânicos a diesel e a gás. Conforme tabela do fabricante, este modelo apresenta como dados nominais: 1040 kVA,  $\text{fp} = 0,80$ , velocidade síncrona de 1800 rpm e tensão de operação de 415/240 V. A aparência física do gerador pode ser vista na Figura 30.



Figura 30: Características construtivas do gerador síncrono AMG 0400CL04 (ABB, Inc.)

Como dados elétricos para as simulações da GD, aplicou-se os dados técnicos do catalogo do fabricante; a Tabela 16 apresenta as características elétricas dos geradores nas simulações. Em seguida, a Figura 31 evidencia a relação entre a eficiência da máquina com a potência aparente de saída.

Tabela 16: Dados elétricos dos geradores síncronos utilizado nas simulações

| Gerador Síncrono: AMG 0400CL04 |           |                    |                  |
|--------------------------------|-----------|--------------------|------------------|
| Potência nominal               | 1040 kVA  | Relação X/R        | 23,0213          |
| FP nominal                     | 0,8       | X'd                | 0,3090 pu        |
| Nº de Polos                    | 4         | Xd                 | 3,6590 pu        |
| Velocidade síncrona            | 1800 rpm  | Resistência armad. | 0,00213 $\Omega$ |
| Tensão de linha                | 415 V     | T"d                | 19,50 ms         |
| X"d                            | 0,2060 pu | T'd                | 234,00 ms        |
| X2                             | 0,2160 pu | Tdc                | 34,00 ms         |
| X0                             | 0,0310 pu | Conexão            | Estrela aterr.   |

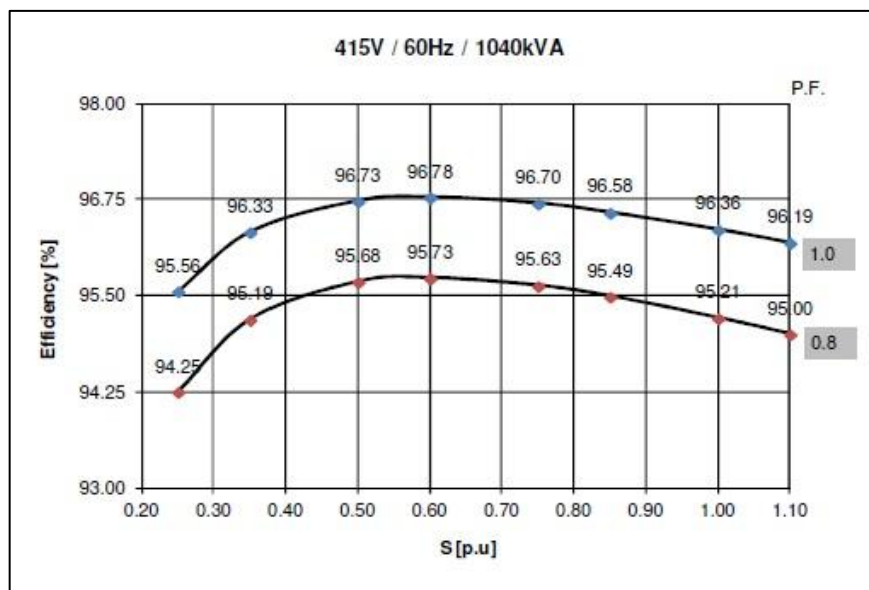


Figura 31: Gráfico de eficiência do gerador síncrono AMG 0400CL04 (ABB, Inc.)

Para as condições de operação das 3 unidades geradoras, será considerado a produção apenas de energia ativa, ou seja, fator de potência unitário. A Tabela 17 indica as condições de operação das minigeradoras nas simulações com o PTW.

Tabela 17: Dados de contorno das minigeradoras utilizada nas simulações

| Condição de operação da GD |         |
|----------------------------|---------|
| P turbina                  | 1038 kW |
| FP gerador                 | 1,00    |
| S gerador                  | 1,00 pu |
| $\eta$ gerador             | 96,36%  |
| P gerador                  | 1000 kW |
| Q gerador                  | 0 kVar  |

## 2.3 METODOLOGIA DAS SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

As simulações no PTW irão ser fundamentadas em três tópicos de estudo: fluxo de potência, curto-circuito e análises de estabilidade transitória dos geradores. A partir disso, irá ser discutido as mudanças que a inserção da GD traz ao sistema como um todo, levantando as questões técnicas e operativas. Com isso, poderá ser feita uma discussão dos benefícios ou dificuldades que o sistema poderá enfrentar, sempre levantando a possibilidade de soluções que estejam ao alcance comercial.



### 2.3.1 Fluxo de Potência

O modelo de fluxo de potência será baseado no Método de *Newton* ( $1,00 \times 10^{-5}$  de *mismatch* de tensão) com um limite máximo de 50 iterações. Para rodar o fluxo serão consideradas as impedâncias equivalentes da subestação e o defasamento angular dos transformadores (delta – estrela aterrado).

Será determinado o valor e a direção das correntes, potências ativas e reativas; bem como o valor dos fatores de potência e os níveis de tensão ao longo dos circuitos.

### 2.3.2 Curto-circuito

Para o cálculo de curto será considerado apenas as faltas trifásicas e fase-terra franco (sem a presença de impedância). Será utilizado o valor de tensão das barras previamente calculadas no fluxo de potência e as impedâncias subtransitória dos geradores. A corrente vai ser calculada considerando somente meio ciclo assimétrico, levando em conta no estudo apenas a parte simétrica da corrente de curto-circuito.

### 2.3.3 Estabilidade Transitória dos Geradores

No estudo transitório irá ser investigado o comportamento dos geradores frente a problemas de curto e situações de “ilhamento” no sistema de distribuição. Para tanto, adotou-se modelos matemáticos do próprio PTW para o bloco de controle da excitação do gerador (Figura 32) e do bloco de controle da potência da turbina (Figura 33). Convencionou-se em adotar um tempo genérico de abertura do disjuntor da subestação na ordem de 170 ms, enquanto para o protetor *network*, um tempo aproximado de 180 ms.

Com os estudos transitórios será possível estudar as curvas de frequência, tensão, corrente e potência; as quais estejam envolvidas com os geradores, circuitos e transformadores do sistema simulado.

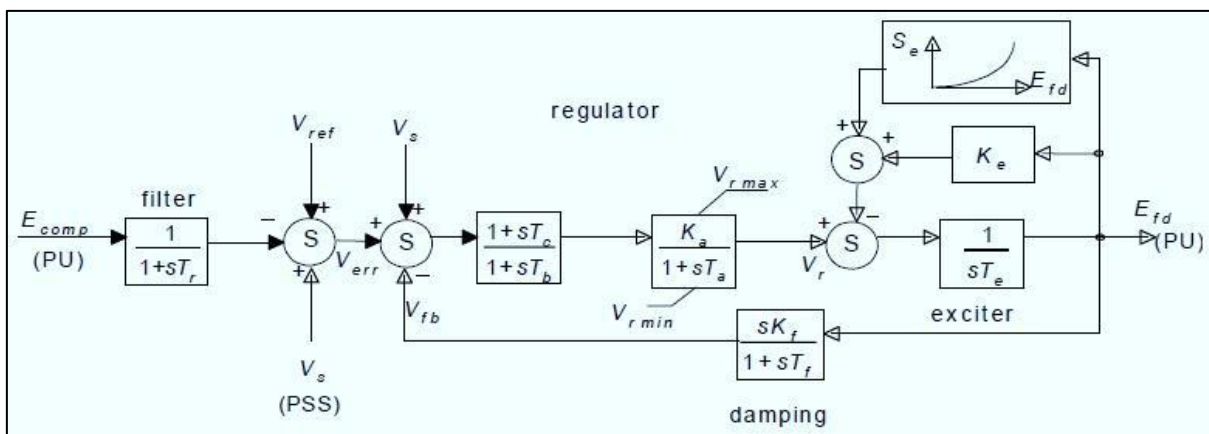


Figura 32: Bloco de controle do excitador do gerador – “1979 IEEE Standard Type 1 / PTW”

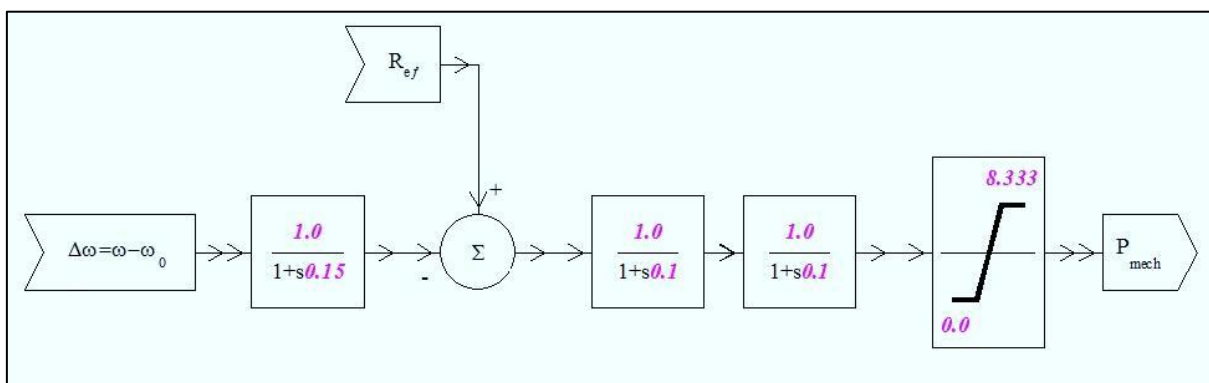


Figura 33: Bloco de controle da potência da turbina – “GAS TURBINE - PTW”

### **3 RESULTADOS E DISCUSSÃO**

#### **3.1 BALANÇO ENERGÉTICO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

O balanço entre o consumo e a produção de energia elétrica é a parte vital de qualquer sistema que contemple a geração distribuída. Quanto maior a geração de energia, menor o carregamento da subestação e, portanto, maior autonomia do sistema de distribuição. Entretanto, altas porcentagens de penetração da GD podem trazer instabilidades para o mini-sistema, originando problemas como péssima qualidade de energia elétrica.

Este balanço energético sofre influências de muitas variáveis, principalmente as que estão ligadas ao fator climático e do tempo. O perfil de carga dos consumidores muda conforme os horários do dia e com as estações do ano, estando atrelado ao tipo de estabelecimento (industrial, comercial, etc.) e a situação local econômica. O tipo de tecnologia empregada para geração também afeta este balanço, como por exemplo, a comparação entre os painéis fotovoltaicos e as turbinas a gás. A energia solar está ligada diretamente aos fatores climáticos, desse modo, variando a sua geração ao todo instante e funcionando somente durante o dia; enquanto que as turbinas a gás devem ser operadas preferencialmente com carga constante durante 24 horas, sofrendo apenas algumas paradas por ano para a manutenção do equipamento.

Diferentes tecnologias, climas, economias, consumidores e outras tantas variáveis, contribuem para que cada sistema de geração distribuída seja único e contenha suas próprias particularidades, o que acaba tornando o balanço energético uma assinatura singular e característico de cada caso.

##### **3.1.1 Consumo de Energia Elétrica**

As Figuras 34, 35, 36, 37, 38 e 39 ilustram os perfis reais de consumo de todos os mini-reticulados do sistema de geração distribuída simulado. Todas as medições amostrais são referentes ao dia 19/09/2012 e contemplam as potências ativa, reativa e aparente num período de 24 horas.

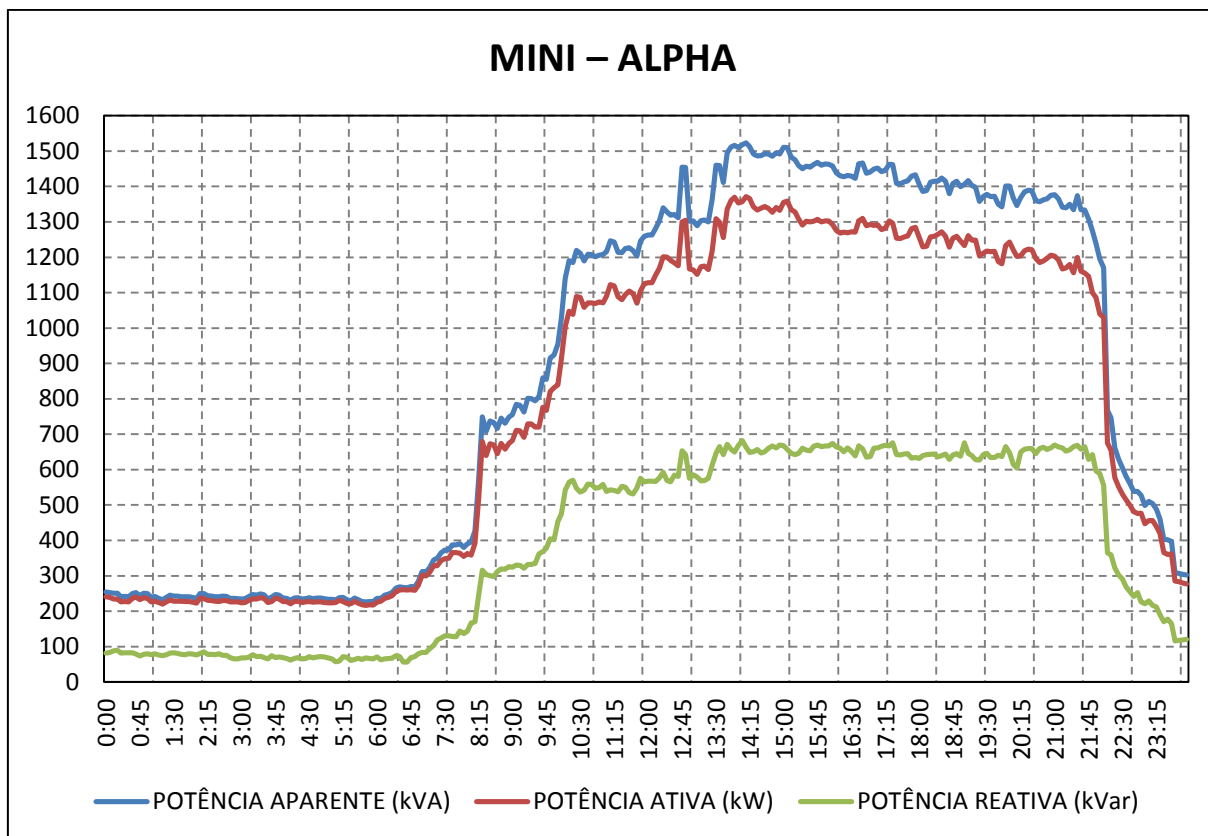


Figura 34: Gráfico do consumo de energia elétrica pelo MINI – ALPHA

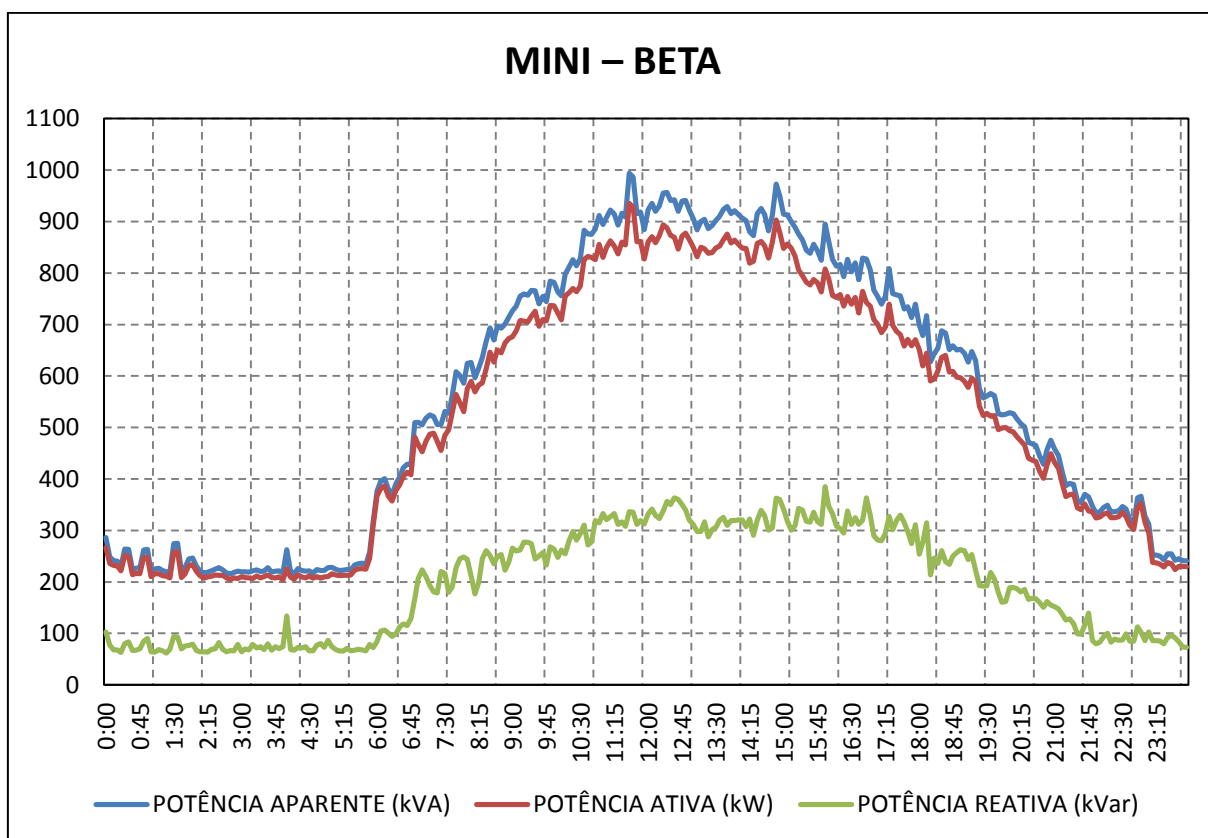


Figura 35: Gráfico do consumo de energia elétrica pelo MINI – BETA

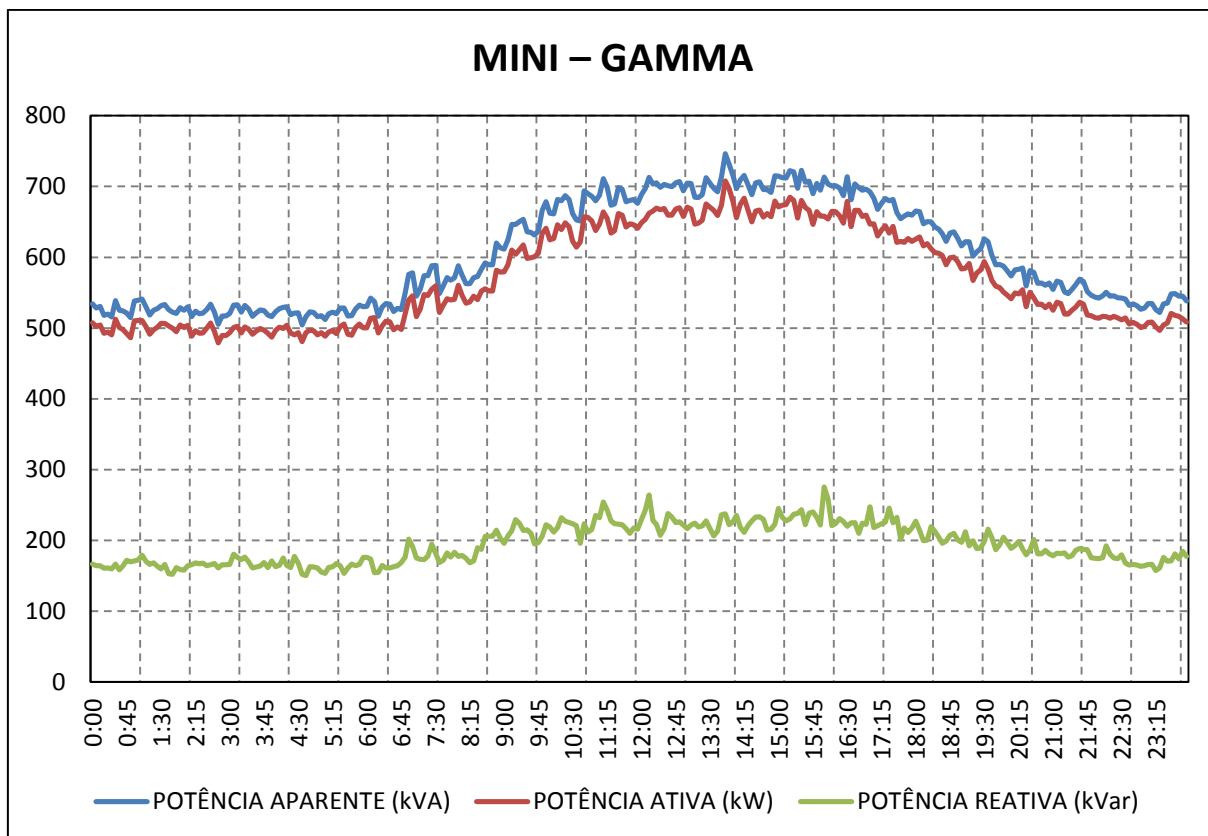


Figura 36: Gráfico do consumo de energia elétrica pelo MINI – GAMMA

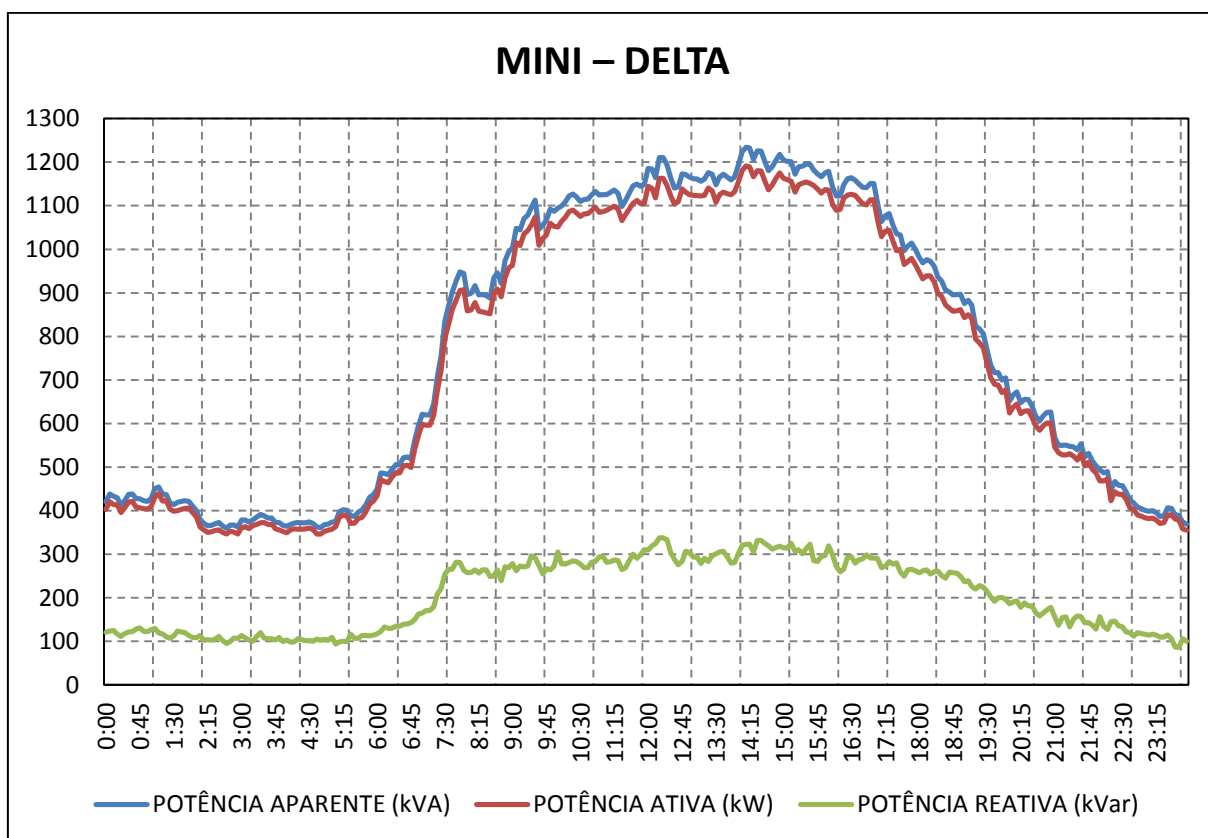


Figura 37: Gráfico do consumo de energia elétrica pelo MINI – DELTA

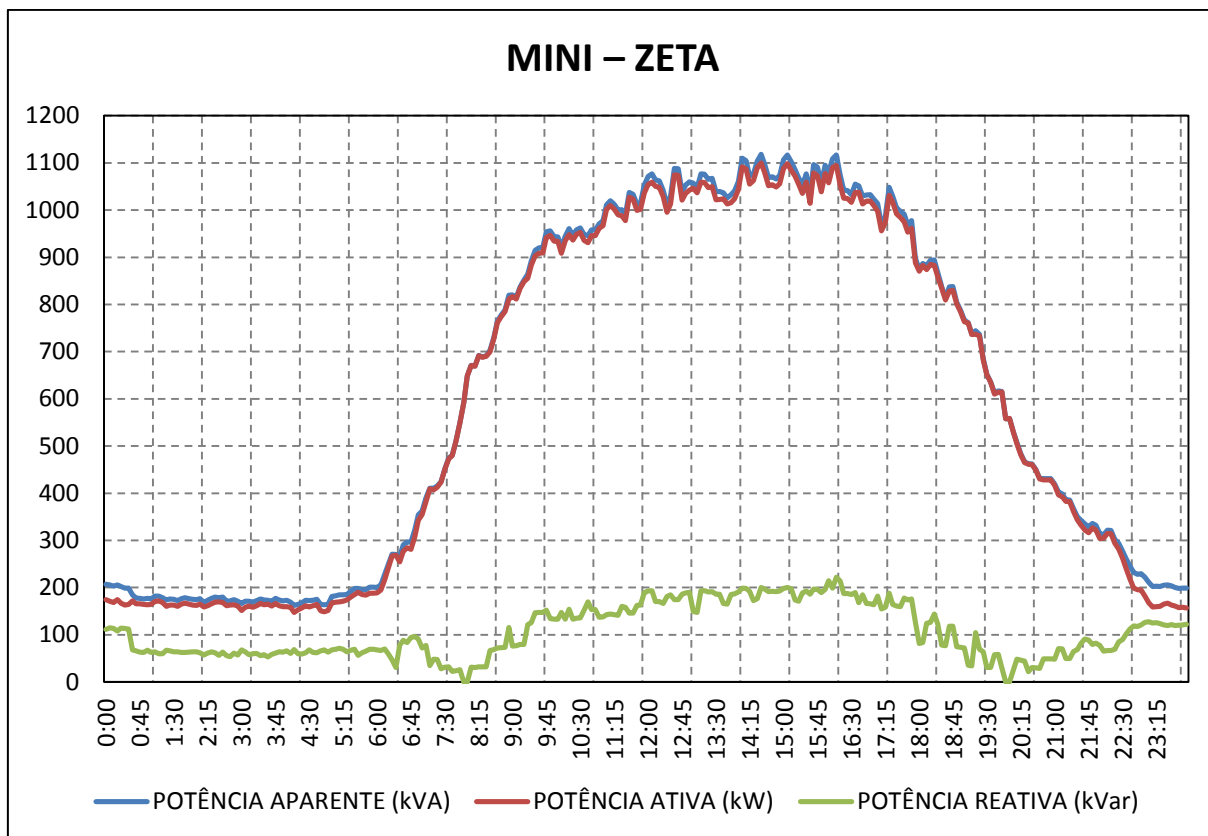


Figura 38: Gráfico do consumo de energia elétrica pelo MINI – ZETA

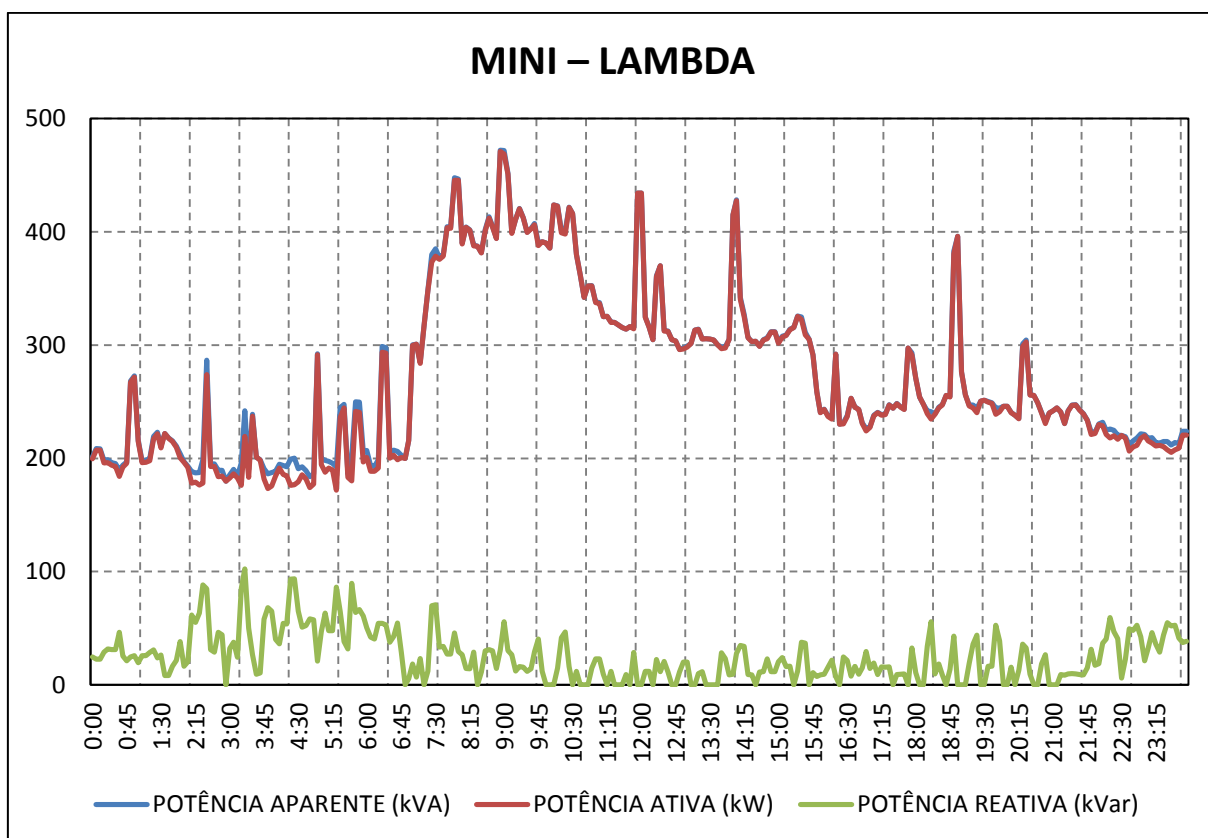


Figura 39: Gráfico do consumo de energia elétrica pelo MINI – LAMBDA

Os gráficos de consumo mostram um perfil voltado para empreendimentos comerciais, com um baixo consumo começando às 18:00 horas até às 06:00 horas do dia seguinte, apresentando alto consumo no período comercial (08:00 horas até às 17:00 horas), com um ápice no período da tarde (provavelmente o período com maior presença de ar-condicionados). Apenas o consumo do MINI – LAMBDA ficou um pouco destoante dos demais, evidenciando um dia atípico ou outro fator externo que tenha abaixado os níveis normais de consumo, visto que se trata de um mini-reticulado com 4 transformadores de 1000 kVA.

A Tabela 18 mostra os valores de consumo dos minis, incluindo o consumo total do sistema, em dois horários diferentes: às 05:00 horas e às 15:00 horas. A Figura 40 mostra o carregamento total do sistema reticulado (soma de todos os minis). Essa curva seria aproximadamente a carga que a subestação estaria suprindo, uma vez que o sistema apresenta pequenas perdas que são inerentes aos sistemas elétricos de distribuição.

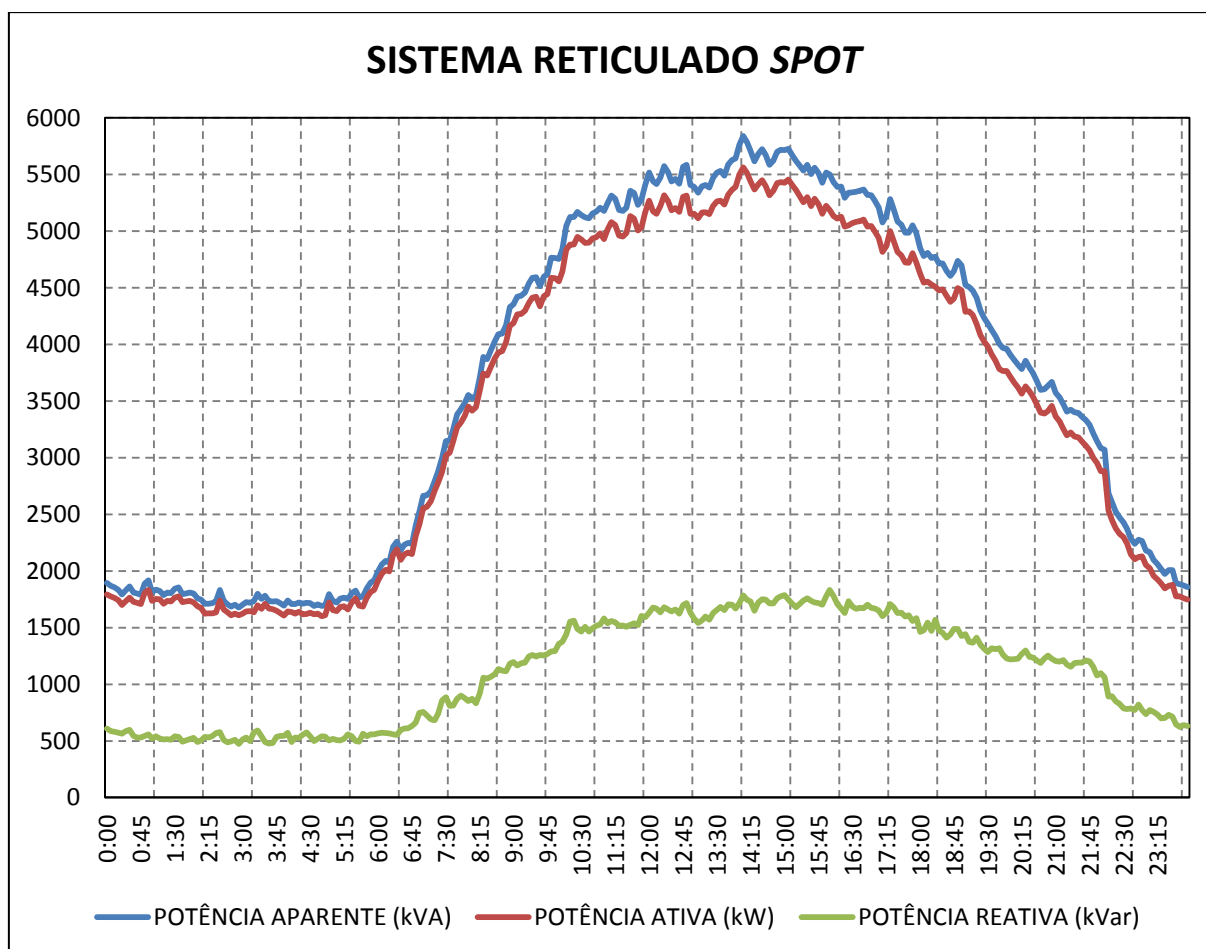


Figura 40: Gráfico do consumo total de energia elétrica pelo Sistema Reticulado Spot

Tabela 18: Consumo de energia elétrica nos horários de ponta e fora de ponta

| Hora     | Potência | MINI ALPHA | MINI BETA | MINI GAMMA | MINI DELTA | MINI ZETA | MINI LAMBDA | TOTAL |
|----------|----------|------------|-----------|------------|------------|-----------|-------------|-------|
| 05:00:00 | kW       | 224        | 216       | 494        | 358        | 168       | 194         | 1653  |
|          | kVar     | 65         | 74        | 155        | 109        | 68        | 47          | 518   |
|          | kVA      | 233        | 228       | 518        | 374        | 181       | 200         | 1733  |
| 15:00:00 | kW       | 1355       | 848       | 671        | 1163       | 1088      | 302         | 5427  |
|          | kVar     | 667        | 342       | 245        | 315        | 199       | 21          | 1788  |
|          | kVA      | 1510       | 914       | 715        | 1205       | 1106      | 302         | 5714  |

As cargas utilizadas no estudo de fluxo de potência irão ser baseadas na Tabela 18. Desse modo, se poderá ter uma real dimensão da operação da geração distribuída com variações de carga no sistema.

### 3.1.2 Geração de Energia Elétrica

As turbinas a gás, considerando o regime estacionário, estarão fornecendo apenas energia ativa para a malha da rede reticulada, ou seja, fator de potência unitário. Com isso a subestação terá um alívio de carga da ordem de 3000 kW. O sistema passará a ter um baixo fator de potência, visto que a energia reativa continuará inalterada com a GD.

As Figuras 41 e 42 mostram as curvas de carga dos minis geradores conectados na baixa tensão que serão supridos pela subestação. Notar nos gráficos que quando a potência ativa for nula, isto significa que a energia ativa está fluindo deste mini-reticulado para o restante das cargas no sistema.

Um dos benefícios óbvios da GD, que pode ser visto nestes gráficos, é o alívio de carga nos horários de pico, o qual a subestação é dimensionada para suprir. Desse modo, num horizonte de curto prazo, o investimento de expansão nas subestações pode ser adiado. Entretanto, é muito importante salientar que a geração distribuída não pode ser considerada como uma alternativa que irá substituir as grandes hidrelétricas e as linhas de transmissão, ela vem a ser apenas um complemento do sistema, de forma a aumentar a confiabilidade da rede de distribuição, desde que sejam operadas de forma planejada e alinhada com as concessionárias de energia elétrica.



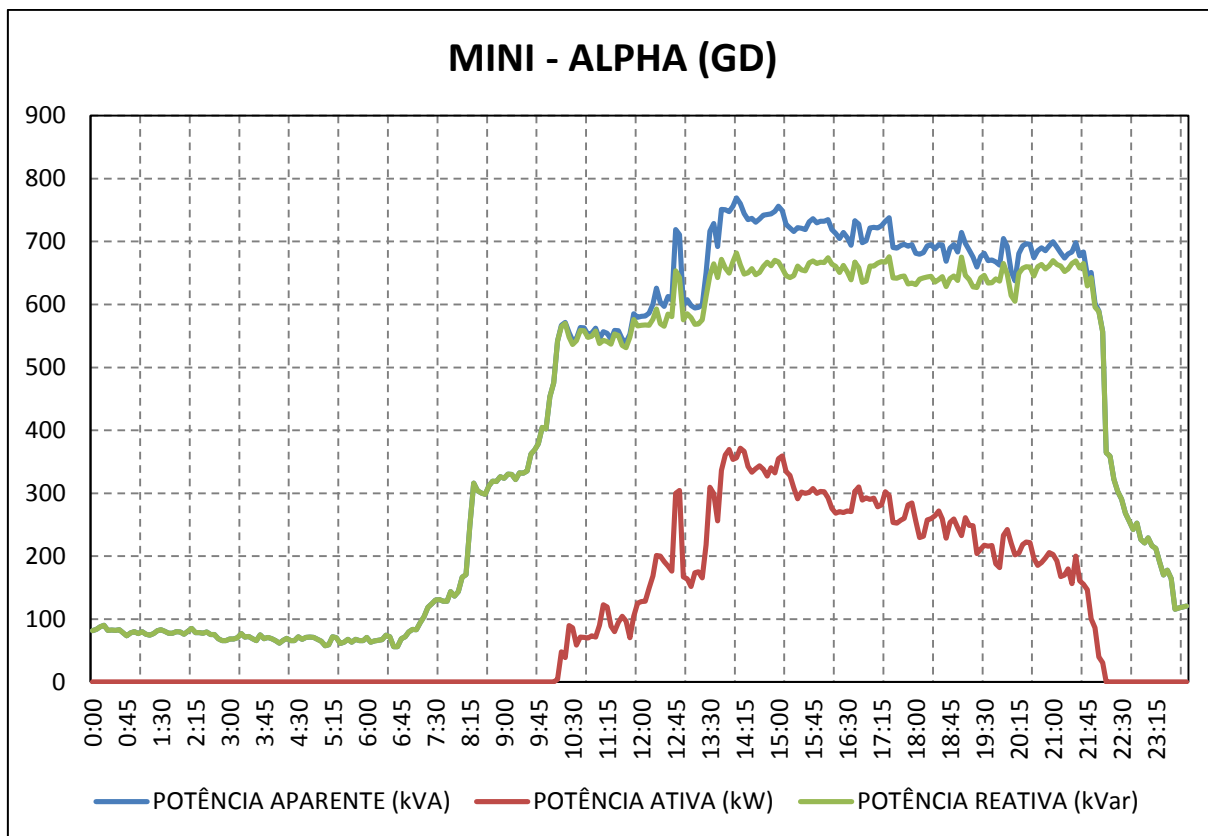


Figura 41: Gráfico da carga suprida pela subestação para o MINI – ALPHA, considerando a GD

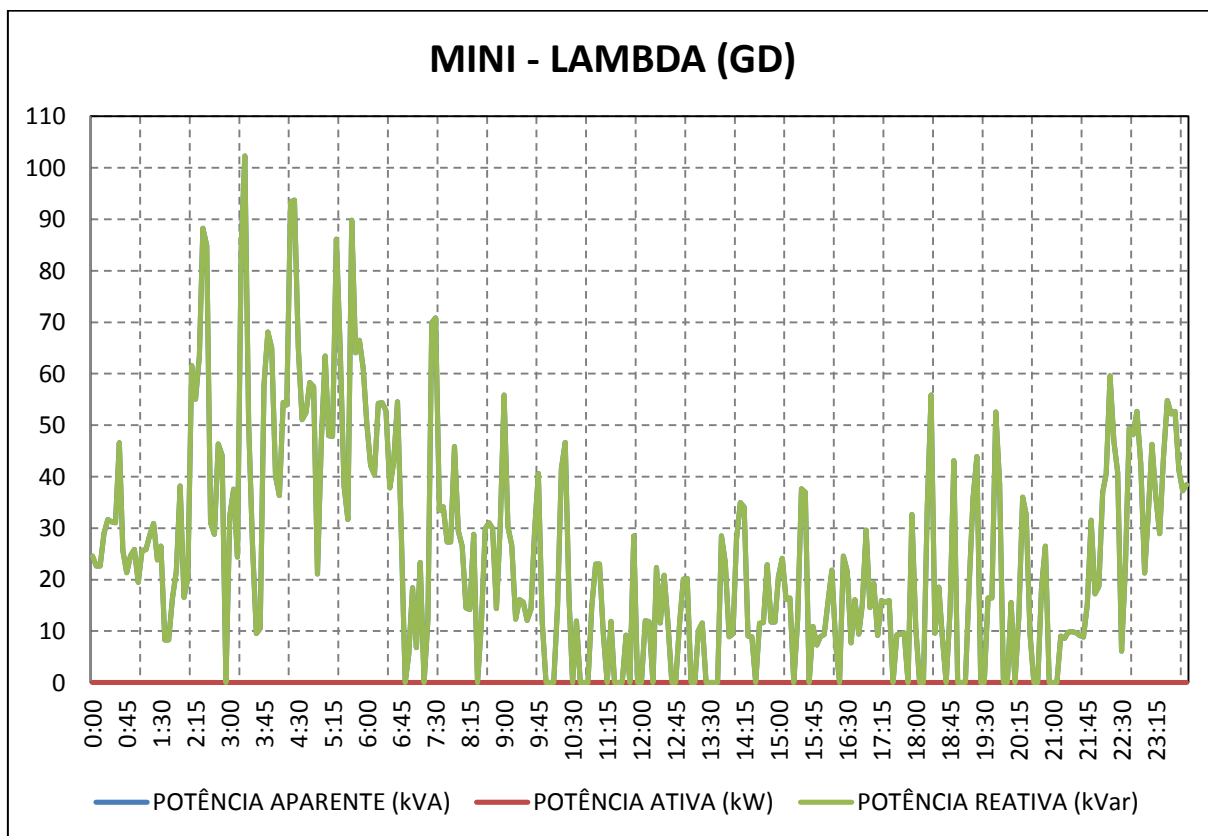


Figura 42: Gráfico da carga suprida pela subestação para o MINI – LAMBDA, considerando a GD

O MINI – ZETA com a presença de gerador, diferentemente dos minis das Figuras 41 e 42, não apresenta mudanças significativas de carga vista pela subestação. Isto se deve ao fato de que o sistema gerador está ligado no circuito de média tensão e, assim, não altera o fluxo de carga que continua vindo da média tensão para a malha do mini. Na verdade, como o mini-reticulado é alimentado por 3 circuitos em paralelo (Figura 25), a corrente é quase que igualmente dividida entre os 3 alimentadores e, desse modo, o fluxo de potência vindo do gerador irá se distribuir de modo a fornecer apenas a parcela igual a dos outros circuitos para o MINI – ZETA, ficando o restante da energia gerada distribuída pelo circuito para o restante dos outros minis.

Uma boa aproximação para o caso do MINI – ZETA seria a curva de potência ativa suprida pela subestação ter uma diminuição de  $1/3$ , visto que esta parcela será suprida pelo gerador acoplado a montante do transformador. A Figura 43 ilustra este caso.

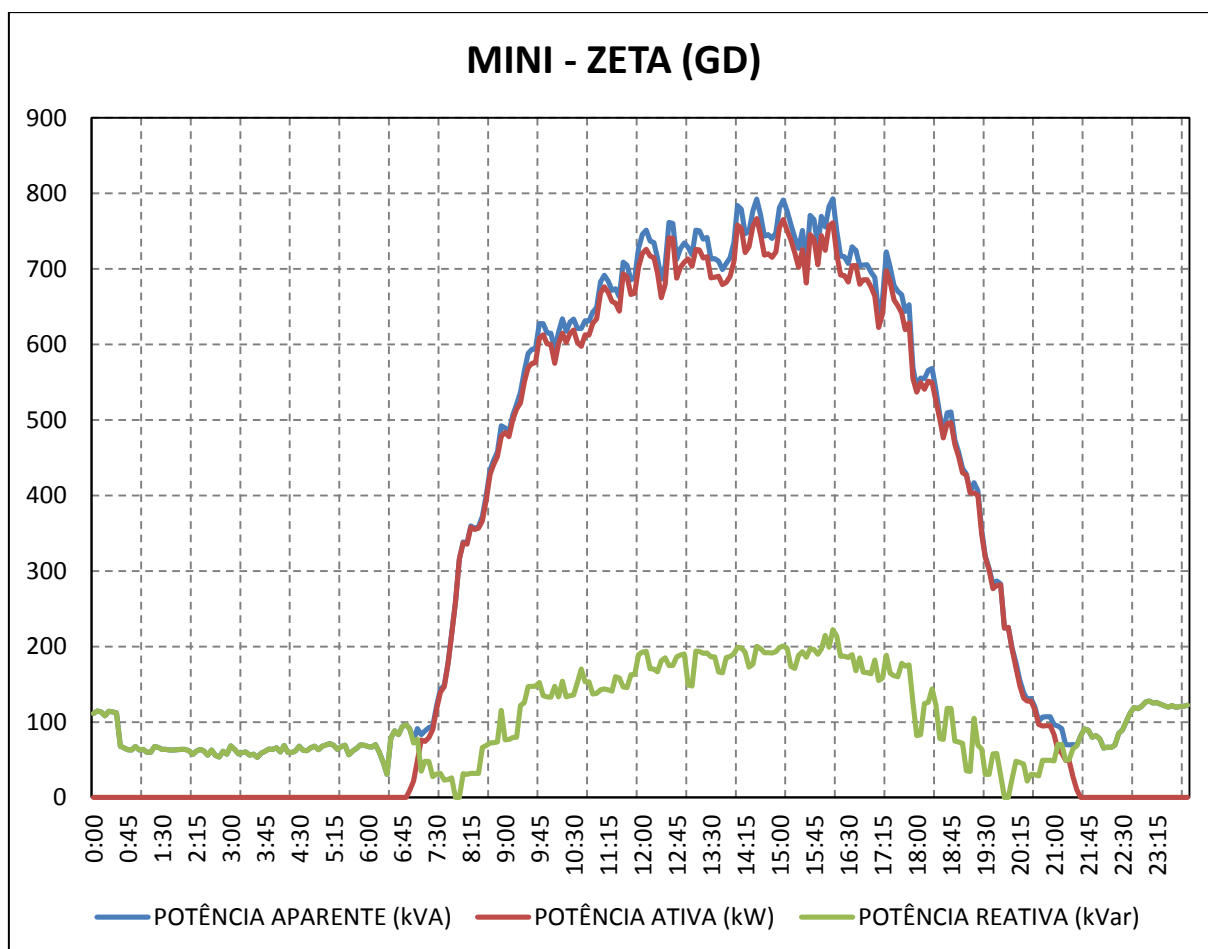


Figura 43: Gráfico da carga suprida pela subestação para o MINI – ZETA, considerando a GD

A carga geral do sistema suprida pela subestação, levando em conta a geração distribuída, pode ser vista na Figura 44. Atentar para o fato de que quando a potência ativa for zero na figura, isto significa que energia ativa está migrando da subestação para outros sistemas, ou seja, para a subtransmissão e depois novamente para a distribuição. Este fato é outra característica muito importante que a geração distribuída pode trazer para o sistema, como por exemplo, a migração de energia de um sistema reticulado subterrâneo para um sistema radial aéreo; mesmo estes dois sistemas serem completamente diferentes, nada impede esta troca de energia através das subestações de energia.

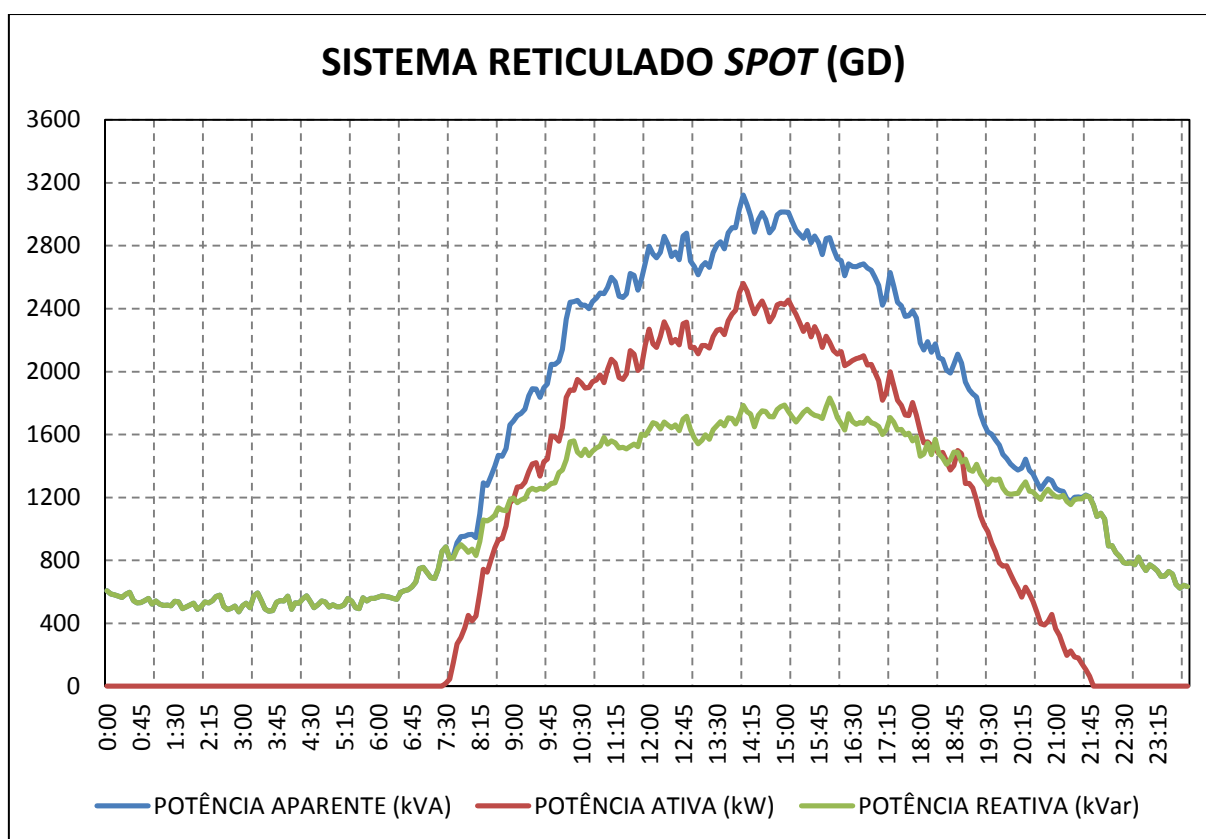


Figura 44: Gráfico da carga suprida pela subestação para o sistema, considerando a GD

Na figura acima é visível que o sistema apresenta um baixo fator de potência. Não seria nada aconselhável, por parte da distribuidora, exigir dos consumidores a instalação de bancos de capacitores para correção do fator de potência, caso contrário, o sistema poderia passar a ter problemas de ferroressonância. O mais apropriado seria os geradores da GD fornecerem também energia reativa para o sistema, o que demandaria geradores com maior capacidade.

### 3.2 CURTO-CIRCUITO NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Os níveis de curto-circuito são parâmetros de certa relevância no sistema de distribuição elétrica. Através deles, determinam-se as propriedades do sistema reticulado: a robustez dos equipamentos, os parâmetros dos réles de proteção da subestação, o nível de calor que as roupas dos eletricitistas devem suportar, o dimensionamento das blindagens dos condutores, as malhas de aterramento, a secção dos cabos de aterramento e do neutro, etc.

O sistema reticulado apresenta certas particularidades; este sistema apresenta elevados níveis de curto circuito nas malhas dos mini-reticulados. Quanto maior a quantidade de circuitos em paralelo alimentando um mini, maior as correntes de curto-circuito. Por isso, o sistema reticulado apresenta equipamentos que suportam elevadas correntes de falta, como por exemplo, o protetor *network*, que suporta correntes de curto de alta intensidade. Outra característica é o sistema de multi-aterramento entre os poços ou câmaras do sistema subterrâneo. Devido à elevada corrente de curto, este sistema possui condutores neutros conectando as malhas de aterramento dos poços ou câmaras, bem como também interligando a blindagem dos cabos e a carcaça dos equipamentos ao potencial de terra, formando assim um sistema equipotencial de aterramento.

O sistema reticulado apresenta também uma concepção de operação que se baseia na queima livre de cabos na baixa tensão. Isso demandaria certa preocupação com a inserção da geração distribuída nas malhas dos mini-reticulados. Esta filosofia de operação se baseia no fato que os disjuntores da subestação não irão atuar com curtos que possam ocorrer no sistema de baixa tensão, apenas a montante dos transformadores. É verdade que os protetores *network* possuem fusíveis de proteção, porém estes são superdimensionados para que sua operação aconteça apenas em casos de extrema calamidade, já ocorrendo casos em que todo o sistema de baixa tensão queime e ele não atue. Os protetores *network* não possuem proteção contra sobrecorrentes ou curto-circuitos, sua concepção de proteção é voltada para evitar o fluxo reverso de corrente e desbalanceamento de tensões.

### 3.2.1 Simulações de Curto-circuito sem a Geração Distribuída

A Figura 45 representa os valores de curtos na subestação e no MINI – ALPHA. Atentar-se para direção e os módulos das correntes. A Tabela 19 mostra os valores de curto das barras de forma resumida.

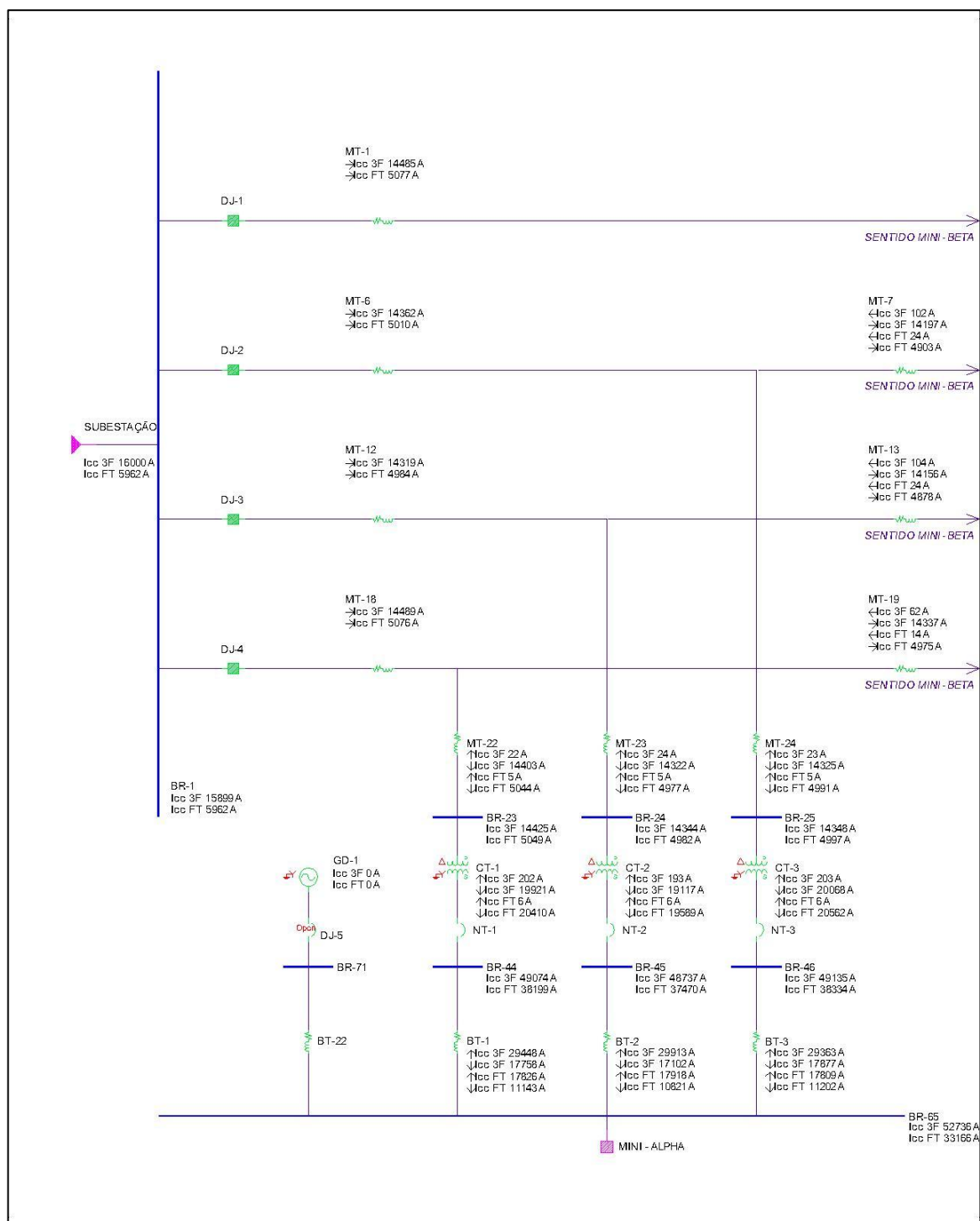


Figura 45: Correntes de curto-circuito na subestação e no MINI – ALPHA, desconsiderando a GD

Tabela 19: Níveis de curto-circuito da Figura 45 (MINI – ALPHA e subestação)

| Barra | Classe de Tensão | Tipo de Curto | Corrente |
|-------|------------------|---------------|----------|
| BR-1  | 21 kV            | Trifásico     | 15899 A  |
|       |                  | Fase-terra    | 5962 A   |
| BR-23 | 21 kV            | Trifásico     | 14425 A  |
|       |                  | Fase-terra    | 5049 A   |
| BR-24 | 21 kV            | Trifásico     | 14344 A  |
|       |                  | Fase-terra    | 4982 A   |
| BR-25 | 21 kV            | Trifásico     | 14348 A  |
|       |                  | Fase-terra    | 4997 A   |
| BR-44 | 400 V            | Trifásico     | 49074 A  |
|       |                  | Fase-terra    | 38199 A  |
| BR-45 | 400 V            | Trifásico     | 48737 A  |
|       |                  | Fase-terra    | 37470 A  |
| BR-46 | 400 V            | Trifásico     | 49135 A  |
|       |                  | Fase-terra    | 38334 A  |
| BR-65 | 400 V            | Trifásico     | 52736 A  |
|       |                  | Fase-terra    | 33166 A  |

### 3.2.2 Simulações de Curto-circuito com a Geração Distribuída

Com os geradores no sistema reticulado, o nível de curto-circuito aumenta drasticamente, principalmente os curtos de fase-terra. Este fenômeno deve-se ao fato de que os curtos fase-terra na saída dos geradores são de maior intensidade. Por isso, muitas vezes, acrescenta-se uma impedância de aterramento na conexão do transformador para limitar os valores de curto, ou, devido à baixa suportabilidade do gerador, deixa-se a conexão do gerador sem ponto de referência com o terra (ligação delta ou estrela sem aterramento no neutro).

Na presente simulação, optou-se pela pior situação para o sistema, deixando o gerador na configuração estrela aterrado (sem impedância de aterramento) e, no caso do MINI – ZETA, para conectar o gerador na média tensão, utilizou-se um transformador com a configuração delta na baixa tensão e estrela aterrado na média tensão, permitindo o fluxo das correntes de sequência zero.



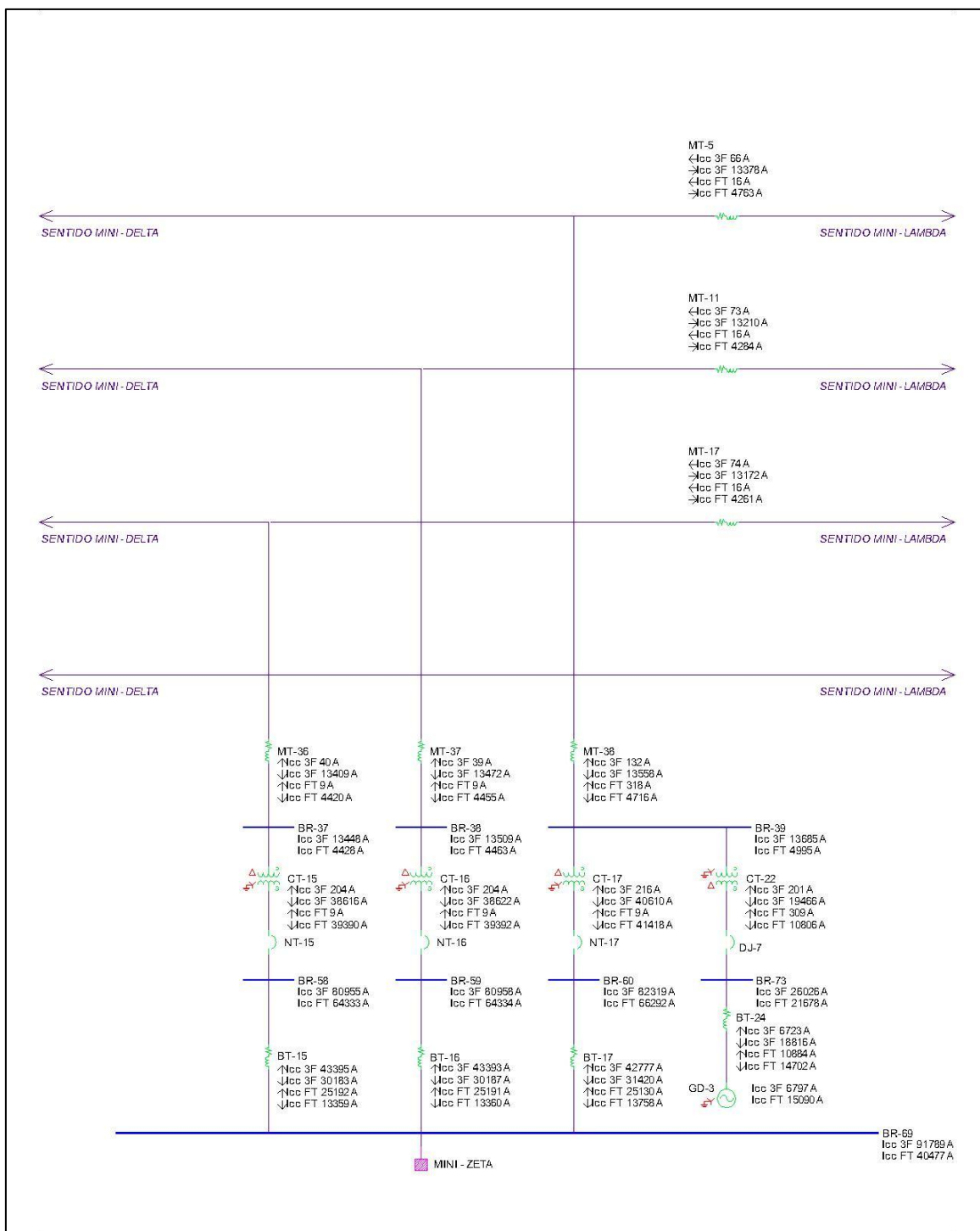


Figura 47: Correntes de curto-circuito no MINI – ZETA, considerando a GD

Tabela 20: Níveis de curto-circuito dos geradores

| Gerador | Mini-reticulado | Curto Trifásico | Curto Fase-terra |
|---------|-----------------|-----------------|------------------|
| GD-1    | ALPHA           | 6520 A          | 18827 A          |
| GD-2    | LAMBDA          | 6747 A          | 20919 A          |
| GD-3    | ZETA            | 6797 A          | 15090 A          |



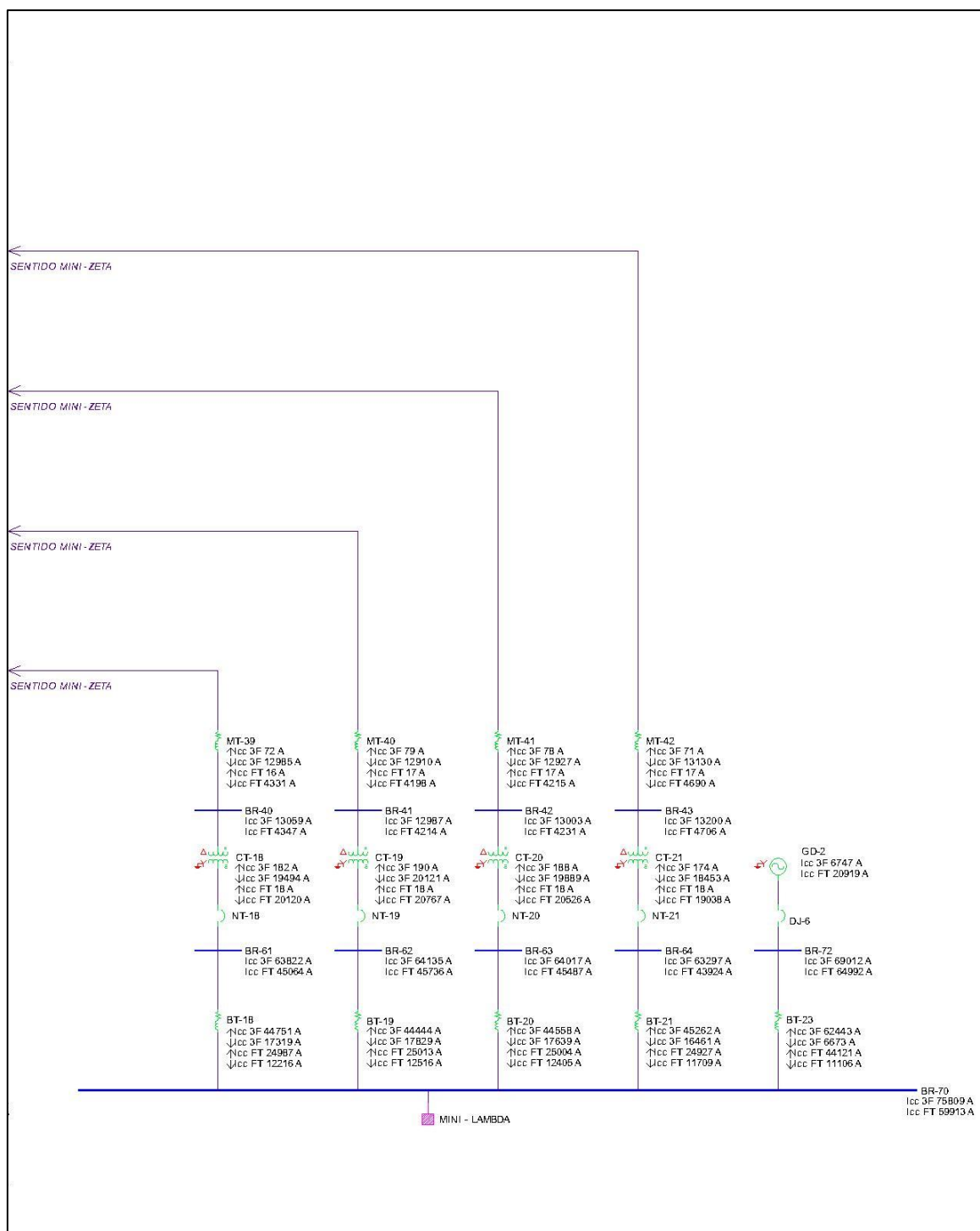


Figura 48: Correntes de curto-circuito no MINI – LAMBDA, considerando a GD

As correntes de curto fase-terra (Tabela 20) chegam a ser 3 vezes maiores que as correntes de curto trifásico. O gerador GD-3 apresenta um menor curto fase-terra, pois o transformador da CT-22 acaba limitando este valor. As tabelas a seguir fazem uma comparação geral dos níveis de curto antes e depois da inserção da GD.

Tabela 21: Comparação dos níveis de curto-circuito do MINI – ALPHA e subestação

| Barra | Curto Trifásico (sem GD) | Curto Trifásico (com GD) | Aumento       | Curto Fase-terra (sem GD) | Curto Fase-terra (com GD) | Aumento       |
|-------|--------------------------|--------------------------|---------------|---------------------------|---------------------------|---------------|
| BR-1  | 15899 A                  | 16216 A                  | 1,99%         | 5962 A                    | 6339 A                    | <b>6,32%</b>  |
| BR-23 | 14425 A                  | 14697 A                  | 1,89%         | 5049 A                    | 5269 A                    | 4,36%         |
| BR-24 | 14344 A                  | 14615 A                  | 1,89%         | 4982 A                    | 5191 A                    | 4,20%         |
| BR-25 | 14348 A                  | 14619 A                  | 1,89%         | 4997 A                    | 5209 A                    | 4,24%         |
| BR-44 | 49074 A                  | 53610 A                  | <b>9,24%</b>  | 38199 A                   | 41094 A                   | <b>7,58%</b>  |
| BR-45 | 48737 A                  | 53245 A                  | <b>9,25%</b>  | 37470 A                   | 40334 A                   | <b>7,64%</b>  |
| BR-46 | 49135 A                  | 53676 A                  | <b>9,24%</b>  | 38334 A                   | 41234 A                   | <b>7,57%</b>  |
| BR-65 | 52736 A                  | 59123 A                  | <b>12,11%</b> | 33166 A                   | 47874 A                   | <b>44,35%</b> |

Tabela 22: Comparação dos níveis de curto-circuito do MINI – BETA

| Barra | Curto Trifásico (sem GD) | Curto Trifásico (com GD) | Aumento | Curto Fase-terra (sem GD) | Curto Fase-terra (com GD) | Aumento      |
|-------|--------------------------|--------------------------|---------|---------------------------|---------------------------|--------------|
| BR-26 | 14263 A                  | 14529 A                  | 1,86%   | 4947 A                    | 5153 A                    | 4,16%        |
| BR-27 | 14150 A                  | 14414 A                  | 1,87%   | 4868 A                    | 5062 A                    | 3,99%        |
| BR-28 | 14199 A                  | 14465 A                  | 1,87%   | 4896 A                    | 5094 A                    | 4,04%        |
| BR-29 | 14106 A                  | 14375 A                  | 1,91%   | 4950 A                    | 5417 A                    | <b>9,43%</b> |
| BR-47 | 63402 A                  | 63456 A                  | 0,09%   | 47105 A                   | 47125 A                   | 0,04%        |
| BR-48 | 62612 A                  | 62665 A                  | 0,08%   | 45974 A                   | 45993 A                   | 0,04%        |
| BR-49 | 64665 A                  | 64722 A                  | 0,09%   | 48894 A                   | 48915 A                   | 0,04%        |
| BR-50 | 65049 A                  | 65107 A                  | 0,09%   | 49427 A                   | 49448 A                   | 0,04%        |
| BR-66 | 82932 A                  | 83025 A                  | 0,11%   | 36153 A                   | 36164 A                   | 0,03%        |

Tabela 23: Comparação dos níveis de curto-circuito do MINI – GAMMA

| Barra | Curto Trifásico (sem GD) | Curto Trifásico (com GD) | Aumento | Curto Fase-terra (sem GD) | Curto Fase-terra (com GD) | Aumento      |
|-------|--------------------------|--------------------------|---------|---------------------------|---------------------------|--------------|
| BR-30 | 14066 A                  | 14327 A                  | 1,86%   | 4818 A                    | 5005 A                    | 3,88%        |
| BR-31 | 14103 A                  | 14365 A                  | 1,86%   | 4839 A                    | 5030 A                    | 3,95%        |
| BR-32 | 14344 A                  | 14622 A                  | 1,94%   | 4994 A                    | 5485 A                    | <b>9,83%</b> |
| BR-51 | 55728 A                  | 55770 A                  | 0,08%   | 44396 A                   | 44413 A                   | 0,04%        |
| BR-52 | 55371 A                  | 55412 A                  | 0,07%   | 43889 A                   | 43906 A                   | 0,04%        |
| BR-53 | 54811 A                  | 54852 A                  | 0,07%   | 43085 A                   | 43101 A                   | 0,04%        |
| BR-67 | 62424 A                  | 62477 A                  | 0,08%   | 27101 A                   | 27107 A                   | 0,02%        |

Tabela 24: Comparação dos níveis de curto-circuito do MINI – DELTA

| Barra | Curto Trifásico (sem GD) | Curto Trifásico (com GD) | Aumento | Curto Fase-terra (sem GD) | Curto Fase-terra (com GD) | Aumento       |
|-------|--------------------------|--------------------------|---------|---------------------------|---------------------------|---------------|
| BR-33 | 13787 A                  | 14038 A                  | 1,82%   | 4649 A                    | 4816 A                    | 3,59%         |
| BR-34 | 13572 A                  | 13817 A                  | 1,81%   | 4512 A                    | 4663 A                    | 3,35%         |
| BR-35 | 13628 A                  | 13875 A                  | 1,81%   | 4543 A                    | 4697 A                    | 3,39%         |
| BR-36 | 13599 A                  | 13858 A                  | 1,90%   | 4595 A                    | 5121 A                    | <b>11,45%</b> |
| BR-54 | 92175 A                  | 92293 A                  | 0,13%   | 69582 A                   | 69625 A                   | 0,06%         |
| BR-55 | 91139 A                  | 91255 A                  | 0,13%   | 68075 A                   | 68116 A                   | 0,06%         |
| BR-56 | 93140 A                  | 93260 A                  | 0,13%   | 70994 A                   | 71039 A                   | 0,06%         |
| BR-57 | 92231 A                  | 92350 A                  | 0,13%   | 69668 A                   | 69712 A                   | 0,06%         |
| BR-68 | 118919 A                 | 119115 A                 | 0,16%   | 53174 A                   | 53198 A                   | 0,05%         |

Tabela 25: Comparação dos níveis de curto-circuito do MINI – ZETA

| Barra | Curto Trifásico (sem GD) | Curto Trifásico (com GD) | Aumento | Curto Fase-terra (sem GD) | Curto Fase-terra (com GD) | Aumento       |
|-------|--------------------------|--------------------------|---------|---------------------------|---------------------------|---------------|
| BR-37 | 13214 A                  | 13448 A                  | 1,77%   | 4300 A                    | 4428 A                    | 2,98%         |
| BR-38 | 13273 A                  | 13509 A                  | 1,78%   | 4332 A                    | 4463 A                    | 3,02%         |
| BR-39 | 13425 A                  | 13685 A                  | 1,94%   | 4424 A                    | 4995 A                    | <b>12,91%</b> |
| BR-58 | 80865 A                  | 80955 A                  | 0,11%   | 64296 A                   | 64333 A                   | 0,06%         |
| BR-59 | 80867 A                  | 80958 A                  | 0,11%   | 64297 A                   | 64334 A                   | 0,06%         |
| BR-60 | 82225 A                  | 82319 A                  | 0,11%   | 66253 A                   | 66292 A                   | 0,06%         |
| BR-69 | 91672 A                  | 91789 A                  | 0,13%   | 40463 A                   | 40477 A                   | 0,03%         |

Tabela 26: Comparação dos níveis de curto-circuito do MINI – LAMBDA

| Barra | Curto Trifásico (sem GD) | Curto Trifásico (com GD) | Aumento      | Curto Fase-terra (sem GD) | Curto Fase-terra (com GD) | Aumento       |
|-------|--------------------------|--------------------------|--------------|---------------------------|---------------------------|---------------|
| BR-40 | 12836 A                  | 13059 A                  | 1,74%        | 4219 A                    | 4347 A                    | 3,03%         |
| BR-41 | 12767 A                  | 12987 A                  | 1,72%        | 4102 A                    | 4214 A                    | 2,73%         |
| BR-42 | 12782 A                  | 13003 A                  | 1,73%        | 4117 A                    | 4231 A                    | 2,77%         |
| BR-43 | 12956 A                  | 13200 A                  | 1,88%        | 4205 A                    | 4706 A                    | <b>11,91%</b> |
| BR-61 | 59697 A                  | 63822 A                  | <b>6,91%</b> | 42784 A                   | 45064 A                   | <b>5,33%</b>  |
| BR-62 | 59992 A                  | 64135 A                  | <b>6,91%</b> | 43435 A                   | 45736 A                   | <b>5,30%</b>  |
| BR-63 | 59881 A                  | 64017 A                  | <b>6,91%</b> | 43194 A                   | 45487 A                   | <b>5,31%</b>  |
| BR-64 | 59202 A                  | 63297 A                  | <b>6,92%</b> | 41678 A                   | 43924 A                   | <b>5,39%</b>  |
| BR-70 | 69173 A                  | 75809 A                  | <b>9,59%</b> | 44537 A                   | 59913 A                   | <b>34,52%</b> |

O número das barras nas tabelas podem ser localizados nas Figuras 22, 23, 24, 25 e 26 (diagramas unifilares dos minis). Nas tabelas anteriores (comparações dos níveis de curto), adotou-se um limite crítico de aumento igual a 5%, acima disso, o valor foi grifado com a cor vermelha – indicando uma alteração significativa com a inserção da GD.

Nas Tabelas 21 e 26 nota-se que o fator preocupante se encontra nas malhas destes mini-reticulados, com aumento na corrente de curto fase-terra de 44,35% para o MINI – ALPHA e 34,52% para o MINI – LAMBDA. Nas Tabelas 22, 23, 24 e 25, o aumento do curto monofásico ocorreu nas barras a montante dos transformadores, os quais são alimentados pelo circuito ao qual está conectado o gerador do MINI – ZETA.

O aumento de forma geral do nível de curto-circuito no sistema simulado mostra um grave aspecto quanto à suportabilidade da operação de geradores na rede. Existem dois aspectos a ser destacados: o dimensionamento da blindagem dos cabos de média tensão e o sistema de aterramento como um todo. O primeiro aspecto refere-se ao fato de que a blindagem dos cabos de média tensão foram especificados apenas para suportar a corrente de curto fase-terra originário da subestação. Portanto, uma maior corrente de curto circulando pelas blindagens dos cabos pode originar aquecimento excessivo e, assim, denegrir a isolação do ativo. O segundo aspecto está ligado ao dimensionamento dos cabos de aterramento que conectam as malhas de terra dos poços e câmaras; este cabo também não foi dimensionado para suportar tal capacidade de curto.

Outro aspecto muito importante é o nível de curto que os protetores *network* foram dimensionados para aguentar, bem como também o restante dos equipamentos da rede. Deste modo, é aconselhável que seja utilizado uma impedância de aterramento nos geradores ou transformadores (no caso de ligação da GD à média tensão) para limitar as correntes de sequência zero. Deve-se levar em conta o *tradeoff* mostrado na Figura 10, ou seja, uma alta impedância de aterramento pode gerar sobretensões no sistema em casos de curto-circuito. Não é aconselhável conectar o gerador sem a referência do potencial terra, pois em casos de “ilhamento”, podem ocorrer casos de sobretensão e de falhas dos mecanismos de proteção da rede.

### 3.3 FLUXO DE POTÊNCIA NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O sistema reticulado da Eletropaulo, atualmente, está preparado para suportar qualquer evento de 1ª contingência que possa vir a acontecer. Casos de 2ª contingência já demandam o desligamento de alguns mini-reticulados que estejam em sobrecarga. Define-se que o sistema está operando em contingência quando há perda de algum dos alimentadores primários sem que haja a interrupção do fornecimento de energia na baixa tensão. No caso de desligamento de dois alimentadores, suportando o fornecimento sem interrupção para os consumidores de baixa tensão, o sistema entra em segunda contingência (SILVA, 2011).

Basicamente, os protetores *network* da malha reticulada, quer sejam operados por réles eletromecânicos ou microprocessados, não aceitam o fluxo reverso de corrente. Deste modo, qualquer gerador que for colocado em paralelo com o sistema na malha de baixa tensão do reticulado irá causar uma espécie de “ilhamento” não intencional, abrindo todos os protetores e deixando o mini-reticulado isolado do restante do sistema. A única forma de conectar o gerador, considerando que o protetor não aceite fluxo reverso de energia, seria conectá-lo a montante do transformador (média tensão), assim, o sistema continuaria a funcionar apenas com um sentido de fluxo para os mini-reticulados. Porém, este modo de conexão da GD implicaria apenas a injeção de corrente em apenas um circuito do reticulado, o qual possui 4 circuitos primários, deixando o carregamento dos circuitos com um certo desbalanceamento entre eles.

Diferentemente do sistema radial de distribuição, o sistema reticulado apresenta uma grande confiabilidade na tensão entregue para os consumidores, mantendo um alto nível de qualidade de energia. Devido à malha de baixa tensão, problemas quanto a variações bruscas ou “piscadas” de tensão são quase inexistentes. Outro fator importante também é a inexistência de surtos de tensão por parte das descargas atmosféricas, já que se trata de um sistema subterrâneo de distribuição.

Outra propriedade importante do reticulado tipo *spot* é o baixo carregamento que os transformadores se encontram quando o sistema opera sem contingências. Isto implicaria em grandes unidades de geração distribuída, visto que em casos de contingência, a unidade geradora contribui para aliviar o sobrecarregamento dos transformadores.

Para as simulações de fluxo de carga, estabeleceu-se 6 condições de operação que o sistema pode vir a operar, conforme a sequência abaixo:

- Carga do sistema às 05:00 horas, sem a presença da GD;
- Carga do sistema às 05:00 horas, com a presença da GD;
- Carga do sistema às 15:00 horas, sem a presença da GD;
- Carga do sistema às 15:00 horas, com a presença da GD;
- Carga do sistema às 15:00 horas, sistema em 1ª contingência com o desligamento do DJ-2 e sem a presença da GD;
- Carga do sistema às 15:00 horas, sistema em 1ª contingência com o desligamento do DJ-2 e com a presença da GD.

Além de prever a operação normal do sistema com a presença da GD, é de extrema importância a análise deste em estados de contingência, o qual muda o panorama do sistema e acaba sempre exigindo mais dos equipamentos.

Um dos benefícios que o reticulado traria para a GD (conectada na BT) seria que com a perda dos cabos primários, os geradores não seriam interrompidos, pois não existiria formação de “ilhamento”. Já no caso da GD conectada na MT, o comportamento seria igual aos sistemas radiais: caso ocorre-se o desligamento de algum cabo primário, o gerador teria que ser desligado, pois ocorreria a formação do “ilhamento” e esse gerador não seria capaz de suprir este alimentador.

### **3.3.1 Fluxo de Potência e o Carregamento do Sistema**

As Tabelas 27, 28, 29 e 30 descrevem o comportamento do fluxo de energia e carregamento dos transformadores nos minis ALPHA, BETA, ZETA e LAMBDA, respectivamente. Quando o valor de potência na tabela for positivo, isso sugere que o fluxo de energia está indo da rede para a malha reticulada; caso o valor seja negativo, o fluxo de energia está indo da malha reticulada para a rede.

Os minis GAMMA e DELTA não estão contemplados nestas tabelas pois eles apresentam o mesmo resultado que a Tabela 28 (MINI – BETA), isto é, os valores de fluxo não se alteram com a inserção da GD no sistema. Porém, cada mini contém seu próprio carregamento ou fluxo de energia, conforme a carga dos consumidores ligados a ele.

Tabela 27: Fluxo de potência e o carregamento dos transformadores do MINI – ALPHA

| Trafo            | Fluxo de Carga | 05:00     | 05:00 GD  | 15:00     | 15:00 GD  | 15:00 (CONTIG.) | 15:00 GD (CONTIG.) |
|------------------|----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------------|--------------------|
| CT-1<br>1000 kVA | kW             | 76        | -259      | 462       | 122       | 703             | 185                |
|                  | kVar           | 23        | 28        | 245       | 231       | 386             | 353                |
|                  | kVA            | 79        | 261       | 523       | 261       | 802             | 399                |
|                  | FP             | 0,96 ind. | 0,99 cap. | 0,88 ind. | 0,47 ind. | 0,88 ind.       | 0,47 ind.          |
|                  | Carreg.        | 8%        | 26%       | 52%       | 26%       | 80%             | 40%                |
| CT-2<br>1000 kVA | kW             | 72        | -250      | 443       | 116       | 674             | 176                |
|                  | kVar           | 21        | 26        | 236       | 222       | 372             | 339                |
|                  | kVA            | 76        | 252       | 502       | 250       | 769             | 382                |
|                  | FP             | 0,96 ind. | 0,99 cap. | 0,88 ind. | 0,46 ind. | 0,88 ind.       | 0,46 ind.          |
|                  | Carreg.        | 8%        | 25%       | 50%       | 25%       | 77%             | 38%                |
| CT-3<br>1000 kVA | kW             | 76        | -262      | 464       | 122       | -               | -                  |
|                  | kVar           | 22        | 28        | 245       | 231       | -               | -                  |
|                  | kVA            | 79        | 263       | 524       | 261       | -               | -                  |
|                  | FP             | 0,96 ind. | 0,99 cap. | 0,88 ind. | 0,47 ind. | -               | -                  |
|                  | Carreg.        | 8%        | 26%       | 52%       | 26%       | Desligado       | Desligado          |

Tabela 28: Fluxo de potência e o carregamento dos transformadores do MINI – BETA

| Trafo           | Fluxo de Carga | 05:00     | 05:00 GD  | 15:00     | 15:00 GD  | 15:00 (CONTIG.) | 15:00 GD (CONTIG.) |
|-----------------|----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------------|--------------------|
| CT-4<br>500 kVA | kW             | 53        | 53        | 210       | 210       | 284             | 284                |
|                 | kVar           | 19        | 19        | 91        | 91        | 124             | 124                |
|                 | kVA            | 56        | 56        | 229       | 228       | 310             | 310                |
|                 | FP             | 0,94 ind. | 0,94 ind. | 0,92 ind. | 0,92 ind. | 0,92 ind.       | 0,92 ind.          |
|                 | Carreg.        | 11%       | 11%       | 46%       | 46%       | 62%             | 62%                |
| CT-5<br>500 kVA | kW             | 51        | 51        | 202       | 202       | 273             | 273                |
|                 | kVar           | 18        | 18        | 88        | 88        | 121             | 121                |
|                 | kVA            | 54        | 54        | 220       | 220       | 298             | 298                |
|                 | FP             | 0,94 ind. | 0,94 ind. | 0,92 ind. | 0,92 ind. | 0,91 ind.       | 0,91 ind.          |
|                 | Carreg.        | 11%       | 11%       | 44%       | 44%       | 60%             | 60%                |
| CT-6<br>500 kVA | kW             | 56        | 55        | 220       | 220       | -               | -                  |
|                 | kVar           | 19        | 19        | 93        | 93        | -               | -                  |
|                 | kVA            | 59        | 59        | 239       | 239       | -               | -                  |
|                 | FP             | 0,95 ind. | 0,95 ind. | 0,92 ind. | 0,92 ind. | -               | -                  |
|                 | Carreg.        | 12%       | 12%       | 48%       | 48%       | Desligado       | Desligado          |
| CT-7<br>500 kVA | kW             | 57        | 57        | 224       | 225       | 303             | 303                |
|                 | kVar           | 19        | 20        | 95        | 95        | 130             | 130                |
|                 | kVA            | 60        | 60        | 243       | 244       | 330             | 330                |
|                 | FP             | 0,95 ind. | 0,95 ind. | 0,92 ind. | 0,92 ind. | 0,92 ind.       | 0,92 ind.          |
|                 | Carreg.        | 12%       | 12%       | 49%       | 49%       | 66%             | 66%                |

Tabela 29: Fluxo de potência e o carregamento dos transformadores do MINI – ZETA

| Trafo            | Fluxo de Carga | 05:00     | 05:00 GD  | 15:00     | 15:00 GD  | 15:00 (CONTIG.) | 15:00 GD (CONTIG.) |
|------------------|----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------------|--------------------|
| CT-15<br>750 kVA | kW             | 55        | 54        | 361       | 360       | 540             | 539                |
|                  | kVar           | 23        | 22        | 76        | 76        | 122             | 121                |
|                  | kVA            | 60        | 59        | 369       | 368       | 553             | 552                |
|                  | FP             | 0,92 ind. | 0,92 ind. | 0,98 ind. | 0,98 ind. | 0,98 ind.       | 0,98 ind.          |
|                  | Carreg.        | 8%        | 8%        | 49%       | 49%       | 74%             | 74%                |
| CT-16<br>750 kVA | kW             | 55        | 54        | 361       | 360       | -               | -                  |
|                  | kVar           | 23        | 22        | 76        | 76        | -               | -                  |
|                  | kVA            | 60        | 58        | 369       | 368       | -               | -                  |
|                  | FP             | 0,92 ind. | 0,92 ind. | 0,98 ind. | 0,98 ind. | -               | -                  |
|                  | Carreg.        | 8%        | 8%        | 49%       | 49%       | Desativado      | Desativado         |
| CT-17<br>750 kVA | kW             | 58        | 60        | 377       | 379       | 564             | 566                |
|                  | kVar           | 24        | 24        | 78        | 79        | 126             | 126                |
|                  | kVA            | 62        | 65        | 385       | 387       | 578             | 580                |
|                  | FP             | 0,93 ind. | 0,93 ind. | 0,98 ind. | 0,98 ind. | 0,98 ind.       | 0,98 ind.          |
|                  | Carreg.        | 8%        | 9%        | 51%       | 52%       | 77%             | 77%                |

Tabela 30: Fluxo de potência e o carregamento dos transformadores do MINI – LAMBDA

| Trafo             | Fluxo de Carga | 05:00     | 05:00 GD | 15:00 | 15:00 GD | 15:00 (CONTIG.) | 15:00 GD (CONTIG.) |
|-------------------|----------------|-----------|----------|-------|----------|-----------------|--------------------|
| CT-18<br>1000 kVA | kW             | 49,06     | -200,80  | 76,75 | -173,35  | 102,83          | -232,45            |
|                   | kVar           | 12,32     | 15,36    | 6,51  | 8,59     | 8,69            | 12,50              |
|                   | kVA            | 50,58     | 201,39   | 77,03 | 173,56   | 103,19          | 232,79             |
|                   | FP             | 0,97 ind. | 1,00     | 1,00  | 1,00     | 1,00            | 1,00               |
|                   | Carreg.        | 5%        | 20%      | 8%    | 17%      | 10%             | 23%                |
| CT-19<br>1000 kVA | kW             | 49,90     | -207,25  | 76,91 | -180,46  | 102,73          | -242,26            |
|                   | kVar           | 11,99     | 15,58    | 4,82  | 7,44     | 6,10            | 10,70              |
|                   | kVA            | 51,32     | 207,83   | 77,06 | 180,62   | 102,91          | 242,49             |
|                   | FP             | 0,97 ind. | 1,00     | 1,00  | 1,00     | 1,00            | 1,00               |
|                   | Carreg.        | 5%        | 21%      | 8%    | 18%      | 10%             | 24%                |
| CT-20<br>1000 kVA | kW             | 49,36     | -205,05  | 76,07 | -178,56  | -               | -                  |
|                   | kVar           | 11,90     | 15,28    | 4,81  | 7,24     | -               | -                  |
|                   | kVA            | 50,77     | 205,61   | 76,22 | 178,71   | -               | -                  |
|                   | FP             | 0,97 ind. | 1,00     | 1,00  | 1,00     | -               | -                  |
|                   | Carreg.        | 5%        | 21%      | 8%    | 18%      | Desativado      | Desativado         |
| CT-21<br>1000 kVA | kW             | 46,26     | -188,15  | 71,98 | -162,64  | 96,30           | -219,59            |
|                   | kVar           | 11,54     | 14,65    | 6,03  | 8,19     | 7,98            | 11,32              |
|                   | kVA            | 47,68     | 188,72   | 72,24 | 162,85   | 96,63           | 219,88             |
|                   | FP             | 0,97 ind. | 1,00     | 1,00  | 1,00     | 1,00            | 1,00               |
|                   | Carreg.        | 5%        | 19%      | 7%    | 16%      | 10%             | 22%                |



A Tabela 27 mostra vários comportamentos do sistema com a inserção da GD. Às 05:00 horas, quando o consumo é baixo, este mini acaba exportando energia ativa para o sistema, porém continua com a mesma troca de energia reativa com a rede (fator de potência capacitivo). No horário de maior consumo, às 15:00 horas, a GD acaba aliviando o carregamento dos transformadores, sem exportar energia para a rede. Neste horário de pico, ocorre uma diminuição do fator de potência, por isso, os geradores deveriam fornecer energia ativa e reativa para a rede, o que seria benéfico para a rede como um todo, porém, não traria grandes vantagens para os consumidores/geradores. No caso da 1ª contigência, a GD teve um grande efeito no mini, diminuindo o carregamento dos transformadores e o possibilitando de suportar uma eventual 2ª contigência.

Na Tabela 28, a GD não altera nenhum parâmetro ligado ao fluxo de energia. Isto ocorre porque nas simulações não foi considerado a conexão de gerador neste mini. Podemos extrapolar este mesmo resultado para os minis GAMMA e DELTA, pois esses minis também não apresentam geradores.

Os resultados da Tabela 29 servem para diferenciar os minis com geradores ligados na baixa tensão daqueles que são ligados na média. Os fluxos de potência do MINI – ZETA não se alteraram com a inserção da GD. De fato, devido ao paralelismo dos transformadores, não teria como o circuito que está conectado ao gerador estar suprindo mais carga que os outros circuitos. Portanto, este gerador irá influenciar apenas a carga vista pela subestação com relação ao circuito a que ele está conectado.

Finalmente, a Tabela 30 apresenta resultados um pouco destoantes da Tabela 27, porém o motivo pelo qual isto acontece é muito simples: baixo consumo de energia. Conforme se observa na tabela, em todas as condições de operação este mini acaba fornecendo energia ativa para a rede, o que acaba elevando o carregamento do transformador toda vez que a GD é inserida no sistema. Obviamente que pelos valores nominais dos transformadores (1000 kVA), este carregamento é atípico, sugerindo que o seu comportamento com cargas mais elevadas seja igual ao do MINI – ALPHA.

A visão geral do sistema reticulado *spot* com a introdução da geração distribuída é mostrado na Tabela 31. Os valores que cada um dos 4 alimentadores primários trabalham também são mostrados nesta tabela (DJ-1, DJ-2, DJ-3 e DJ-4). O índice

$\Delta$ kVA da tabela significa a diferença percentual na potência aparente que a GD causa quando está operando; este índice é uma forma de mostrar se está ocorrendo alívio de carga do sistema ou circuito primário com a inserção de geradores na distribuição.

Tabela 31: Fluxo de potência e o carregamento da subestação/circuito primário

| Sistema /<br>Disjuntor | Fluxo de<br>Carga | 05:00     | 05:00 GD  | 15:00     | 15:00 GD  | 15:00<br>(CONTIG.) | 15:00 GD<br>(CONTIG.) |
|------------------------|-------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|--------------------|-----------------------|
| Subestação             | kW                | 1659      | -1318     | 5478      | 2485      | 5502               | 2504                  |
|                        | kVar              | 536       | 636       | 1955      | 1994      | 2035               | 2052                  |
|                        | kVA               | 1744      | 1464      | 5816      | 3186      | 5866               | 3237                  |
|                        | FP                | 0,95 ind. | 0,90 cap. | 0,94 ind. | 0,78 ind. | 0,94 ind.          | 0,77 ind.             |
|                        | $\Delta$ kVA GD   | -16%      |           | -45%      |           | -45%               |                       |
| DJ-1                   | kW                | 413       | -803      | 1189      | -27       | 1695               | 396                   |
|                        | kVar              | 137       | 214       | 354       | 430       | 520                | 596                   |
|                        | kVA               | 435       | 831       | 1241      | 430       | 1773               | 716                   |
|                        | FP                | 0,95 ind. | 0,97 cap. | 0,96 ind. | 0,06 cap. | 0,96 ind.          | 0,55 ind.             |
|                        | $\Delta$ kVA GD   | 91%       |           | -65%      |           | -60%               |                       |
| DJ-2                   | kW                | 494       | -100      | 1648      | 1049      | -                  | -                     |
|                        | kVar              | 160       | 168       | 594       | 582       | -                  | -                     |
|                        | kVA               | 519       | 195       | 1752      | 1200      | -                  | -                     |
|                        | FP                | 0,95 ind. | 0,51 cap. | 0,94 ind. | 0,87 ind. | -                  | -                     |
|                        | $\Delta$ kVA GD   | -62%      |           | -32%      |           | Desligado          |                       |
| DJ-3                   | kW                | 484       | -98       | 1597      | 1010      | 2320               | 1475                  |
|                        | kVar              | 157       | 165       | 578       | 566       | 876                | 846                   |
|                        | kVA               | 509       | 192       | 1699      | 1158      | 2480               | 1700                  |
|                        | FP                | 0,95 ind. | 0,51 cap. | 0,94 ind. | 0,87 ind. | 0,94 ind.          | 0,87 ind.             |
|                        | $\Delta$ kVA GD   | -62%      |           | -32%      |           | -31%               |                       |
| DJ-4                   | kW                | 268       | -318      | 1043      | 452       | 1486               | 633                   |
|                        | kVar              | 82        | 90        | 429       | 416       | 639                | 609                   |
|                        | kVA               | 280       | 330       | 1128      | 615       | 1618               | 878                   |
|                        | FP                | 0,96 ind. | 0,96 cap. | 0,92 ind. | 0,74 ind. | 0,92 ind.          | 0,72 ind.             |
|                        | $\Delta$ kVA GD   | 18%       |           | -45%      |           | -46%               |                       |

De forma geral, a Tabela 31 ilustra que com a introdução da geração distribuída o sistema passa a ter um alívio de carga, mesmo quando a subestação exporta energia para outras redes vizinhas. Às 05:00 horas, com a presença da GD, o sistema gera mais energia ativa do que consome e, por isto, acaba exportando esta energia para subtransmissão. Mesmo neste período de exportação, a subestação tem um alívio de carga de 16% (comparando com o funcionamento normal da subestação). No período de maior consumo, às 15:00 horas, este alívio de carga chega a ser de 45%, ficando claro os benefícios que a GD traz num horizonte de curto prazo.

Considerando os resultados da subestação de forma separada, o circuito do disjuntor DJ-1 é o mais importante. Neste caso, como o gerador do MINI – ZETA está conectado nele, os seus resultados são diferentes dos outros alimentadores. No horário de baixo consumo este alimentador tem um fluxo de potência ativa de 803 kW no sentido da subestação. Isto faz com que este circuito tenha um aumento de carregamento de 91%. Não necessariamente toda esta energia será exportada para a subtransmissão, uma parte pode circular pelos barramentos da subestação e voltar novamente por outros circuitos para o sistema reticulado. No horário de pico (consumo elevado) este alimentador continua com um fluxo pequeno de energia ativa no sentido da subestação (27 kW) – que muito provavelmente se distribui pelas barras da estação e retorna para o sistema. Porém, agora, este alimentador tem um alívio de carregamento de 65%, sendo que boa parte da energia que passa por ele é reativa, por isso o baixíssimo fator de potência (0,06 capacitivo).

Os dois circuitos dos disjuntores DJ-2 e DJ-3 apresentam resultados parecidos. Na madrugada exportam energia ativa para a subtransmissão, tendo um alívio de carga de 62%, sendo que boa parte deste carregamento é energia reativa (baixo fator de potência). No horário de maior consumo, o seu alívio de carga é menor – 32% – porém de extrema importância para o sistema.

O último circuito da tabela (DJ-4) apresenta um aumento de carga às 05:00 horas (18% a mais de carregamento). Isto é explicado pelo fato que este circuito não alimenta os minis GAMMA e ZETA, ambos minis com 3 transformadores. Por isso, a energia gerada que circula por este circuito acaba sendo maior que a consumida, tendo como escape a subestação e posteriormente a subtransmissão. No horário de

pico o consumo neste circuito volta a ser maior que a energia gerada, deste modo, obtém uma redução de 45% no carregamento do alimentador.

Numa análise global, a GD conectada na malha reticulada acaba sendo mais benéfica para o sistema que o gerador conectado no circuito de média tensão. A utilização de geradores na média tensão do reticulado acabam desbalanceado o carregamento dos circuitos e pode acabar causando problemas de sobrecarga para os circuitos tronco. Entretanto, a GD conectada na baixa tensão apresenta um entrave tecnológico que pode tornar a operação do sistema reticulado muito complicada – o fluxo reverso de carga nos protetores *network*.

Segundo Humberto de Alencar Pizza da Silva (2011), o relé microprocessado pode comandar a abertura do protetor em função dos sentidos do fluxos de potência, ativa ou ativa/reativa, ou ainda, em função de tensões inadequadas. A Figura 49 ilustra o caso de abertura em função dos fluxos de potências. As convenções utilizadas em termos de fluxo de potência mostradas na Figura 49, mostram o fasor de referência Vrede-n1 (Figura 50), em preto, e ainda quatro fasores representativos de correntes de sequência positiva; cada um em uma cor diferente. O relé pode ser ajustado para detectar fluxo de potência ativa, Watt, ou para uma combinação de potência ativa e potência reativa, Watt/Var.

### 3.3.2 Perdas Elétricas no Sistema

O sistema de distribuição apresenta perdas elétricas que são inerentes a qualquer circuito elétrico. Os condutores e transformadores de potência possuem resistências e indutâncias que causam, respectivamente, perdas por efeito Joule (geração de calor) e quedas de tensão ao longo dos circuitos pela troca de energia reativa (ora armazenada no campo magnético, ora devolvida para o sistema).

Com a introdução da GD no sistema reticulado, as perdas elétricas acabam tendo um incremento considerável. Este aumento é devido principalmente aos geradores serem conectados na baixa tensão, pois como a tensão é baixa (400 V), as correntes acabam assumindo valores consideráveis, portanto, maiores perdas elétricas. A Tabela 32 mostra as perdas de energia ativa e reativa para o sistema reticulado com a inserção da GD nas situações simuladas no fluxo de potência.

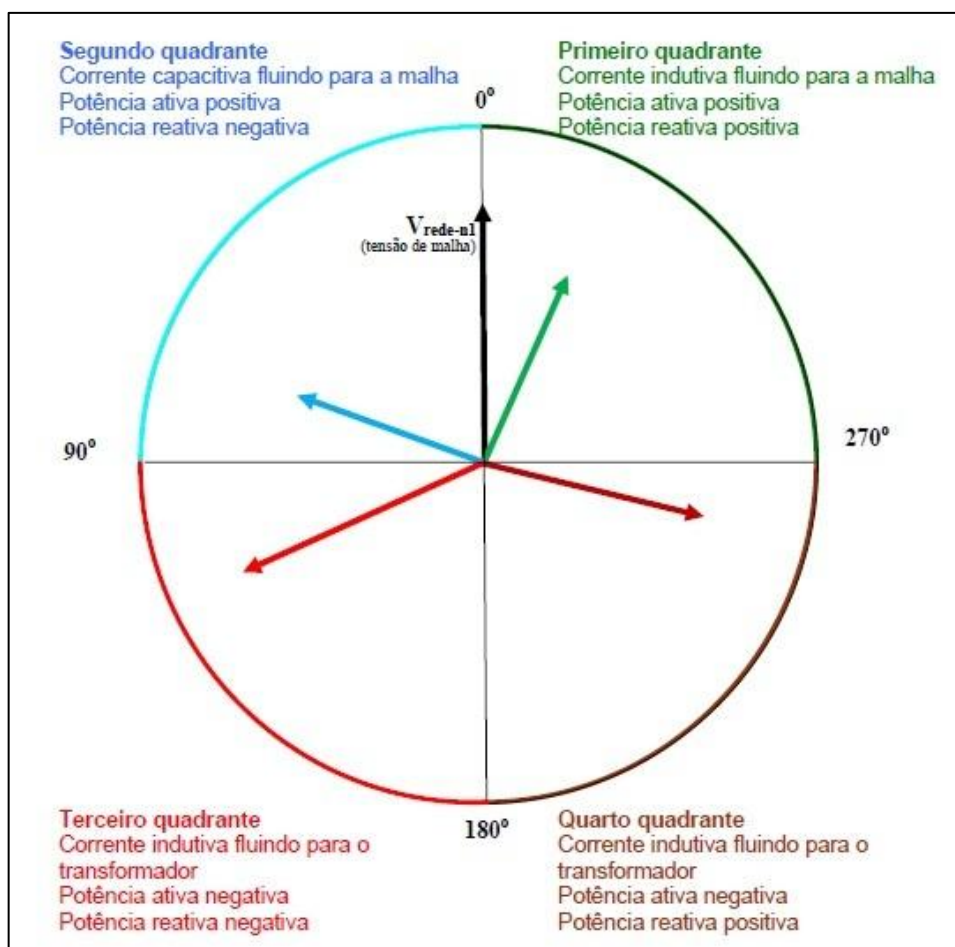


Figura 49: Características de abertura por potência do protetor *network* (SILVA, 2011)

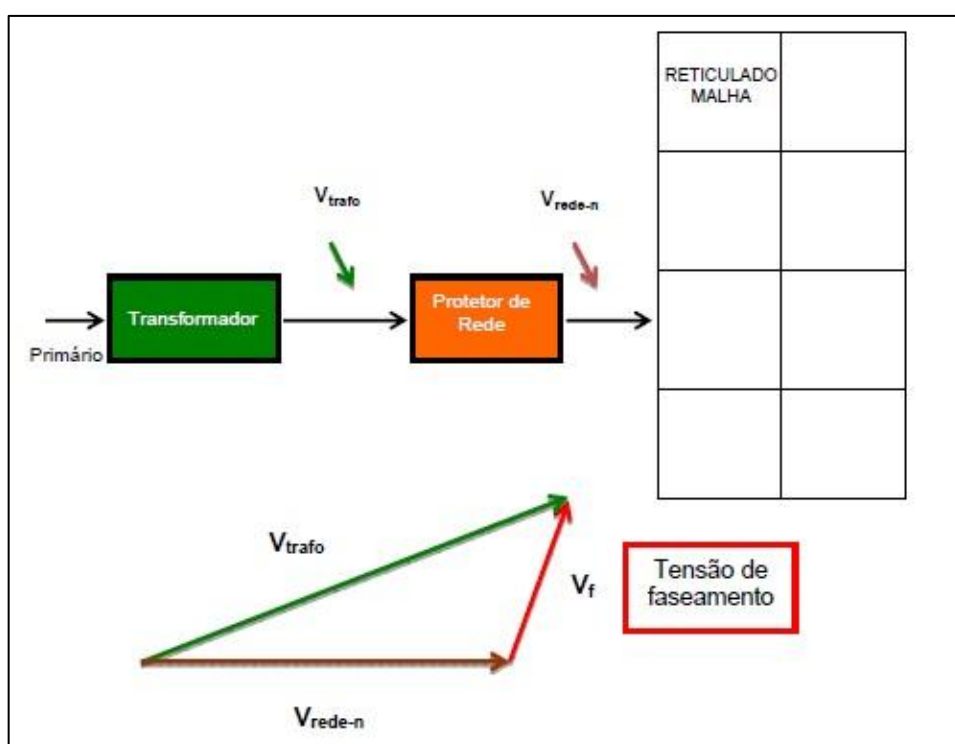


Figura 50: Reapresentação esquemática da RDS e diagrama vetorial de fases (SILVA, 2011)

Tabela 32: Perdas elétricas com a introdução da geração distribuída no sistema reticulado

| Hora     | Perda   | sem GD   | com GD   | Contigência sem GD | Contigência com GD |
|----------|---------|----------|----------|--------------------|--------------------|
| 05:00:00 | Ativa   | 6 kW     | 29 kW    | -                  | -                  |
|          | Reativa | 18 kVar  | 118 kVar | -                  | -                  |
| 15:00:00 | Ativa   | 51 kW    | 58 kW    | 75 kW              | 77 kW              |
|          | Reativa | 167 kVar | 206 kVar | 247 kVar           | 264 kVar           |

### 3.3.3 Variações de Tensão nos Mini-reticulados

A qualidade de energia elétrica é um importante parâmetro para as concessionárias de distribuição. Dentre as várias variáveis que englobam os parâmetros de qualidade, a mais conhecida e sentida pelos consumidores é relacionada aos valores de tensão no ponto de entrega. As tensões, segundo a ANEEL, podem ser classificadas em 3 quesitos: adequada, precária e crítica. Se a tensão de atendimento for crítica, o consumidor pode receber indenização pela concessionária pela precariedade do serviço prestado. A Tabela 33 mostra os níveis de tensão na malha reticulada de cada mini com a inserção da GD.

Tabela 33: Níveis de tensão com a introdução da geração distribuída no sistema reticulado

| Barra                    | Tensão    | 05:00    | 05:00 GD | 15:00    | 15:00 GD | 15:00 (CONTIG.) | 15:00 GD (CONTIG.) |
|--------------------------|-----------|----------|----------|----------|----------|-----------------|--------------------|
| BR-65<br>400 V<br>ALPHA  | Calculada | 398,13 V | 400,92 V | 387,50 V | 390,72 V | 381,94 V        | 386,74 V           |
|                          | Variação  | 0,70%    |          | 0,83%    |          | 1,26%           |                    |
| BR-66<br>216 V<br>BETA   | Calculada | 214,70 V | 215,01 V | 210,63 V | 210,98 V | 209,14 V        | 209,51 V           |
|                          | Variação  | 0,14%    |          | 0,17%    |          | 0,18%           |                    |
| BR-67<br>216 V<br>GAMMA  | Calculada | 212,87 V | 213,18 V | 210,57 V | 210,92 V | 208,37 V        | 208,74 V           |
|                          | Variação  | 0,15%    |          | 0,17%    |          | 0,18%           |                    |
| BR-68<br>216 V<br>DELTA  | Calculada | 214,67 V | 214,99 V | 211,66 V | 212,01 V | 210,54 V        | 210,92 V           |
|                          | Variação  | 0,15%    |          | 0,17%    |          | 0,18%           |                    |
| BR-69<br>216 V<br>ZETA   | Calculada | 214,92 V | 215,25 V | 211,43 V | 211,79 V | 209,70 V        | 210,09 V           |
|                          | Variação  | 0,15%    |          | 0,17%    |          | 0,19%           |                    |
| BR-70<br>400 V<br>LAMBDA | Calculada | 398,57 V | 400,88 V | 396,75 V | 399,14 V | 396,41 V        | 399,41 V           |
|                          | Variação  | 0,58%    |          | 0,60%    |          | 0,76%           |                    |

O sistema reticulado, diferentemente do sistema radial, apresenta uma alta confiabilidade quanto à qualidade de tensão fornecida. Devido aos circuitos paralelos que alimentam as malhas dos mini-reticulados, a tensão dificilmente atinge patamares críticos ou apresenta variações momentâneas (interrupção, afundamento ou elevação de tensão). Isto fica claro ao observar a Tabela 33, pois mesmo com a inserção da GD, a tensão na malha tem variações positivas menores do que 1%. Com isso, é evidente a inércia que o sistema reticulado apresenta quanto às variações de tensão, tanto positivas quanto negativas.

### 3.4 ESTABILIDADE TRANSITÓRIA DOS GERADORES NA GD

Na geração distribuída, qualquer evento de curto-circuito e, conseqüentemente, “ilhamento” da rede, pode causar eventos transitórios nos geradores que podem ser extremamente importantes para atuação das proteções. No caso de formação de “ilhas” de geração, por exemplo, os transitórios de frequência, tensão e corrente dos geradores podem ser importantes parâmetros para que o “ilhamento” seja extinto.

No sistema radial de distribuição, os fenômenos transitórios são mais explícitos no “ilhamento”, pois os geradores acabam tentando assumir toda a carga do circuito. Diferentemente disto, no sistema reticulado, mesmo com a perda de um circuito primário, a rede ainda continua alimentando os consumidores (o que podemos estar chamando de um “ilhamento” parcial, caso a GD esteja presente no sistema). Frente a esta confiabilidade de fornecimento, a proteção de anti-ilhamento dos geradores (fenômenos transitórios) e os equipamentos de proteção (protetor *network*) tendem a tornar complexo o modo operativo da rede na presença de falhas (curto-circuito, “ilhas”, etc.).

Outro parâmetro de grande importância para os eventos transitórios da GD são as conexões das bobinas dos transformadores. No caso da distribuição, todos os transformadores possuem a conexão delta no primário e estrela aterrado no secundário. Desta forma, se um gerador estiver conectado no secundário do transformador, ele nunca contribuirá com um eventual curto fase-terra que ocorra a montante do transformador.

Para o estudo transitório da GD no reticulado, serão estudados dois casos de curto-circuito fase-terra no primário do transformador. O Caso 1 será o estudo

transitório quando o gerador se encontrar conectado na malha reticulada do mini (baixa tensão). Já o Caso 2, será quando o gerador estiver conectado na média tensão (primário do transformador de distribuição). Segue abaixo os detalhes de simulação dos dois casos:

- Caso 1 – Curto-circuito fase-terra na barra BR-23 (fase A), MINI – ALPHA (Figura 21), gerador síncrono GD-1. Curto simulado no instante de tempo de 500 ms, abertura do disjuntor DJ-4 em 670 ms e horizonte de tempo da simulação de 800 ms. Situação prévia de carga às 15:00 horas.
- Caso 2 – Curto-circuito fase-terra na barra BR-39 (fase A), MINI – ZETA (Figura 25), gerador síncrono GD-3. Curto simulado no instante de tempo de 500 ms, abertura do disjuntor DJ-1 em 670 ms, abertura dos protetores network em 680 ms (NT-7, NT-10, NT-14, NT-17 e NT-21) e horizonte de tempo da simulação de 1500 ms. Situação prévia de carga às 15:00 horas.

### 3.4.1 Caso 1 – Geração Distribuída na Baixa Tensão

As Figuras 51 e 52 mostram os gráficos das tensões de fase (BR-23) e das correntes de linha (MT-22), durante o evento de curto-circuito fase-terra no sistema.

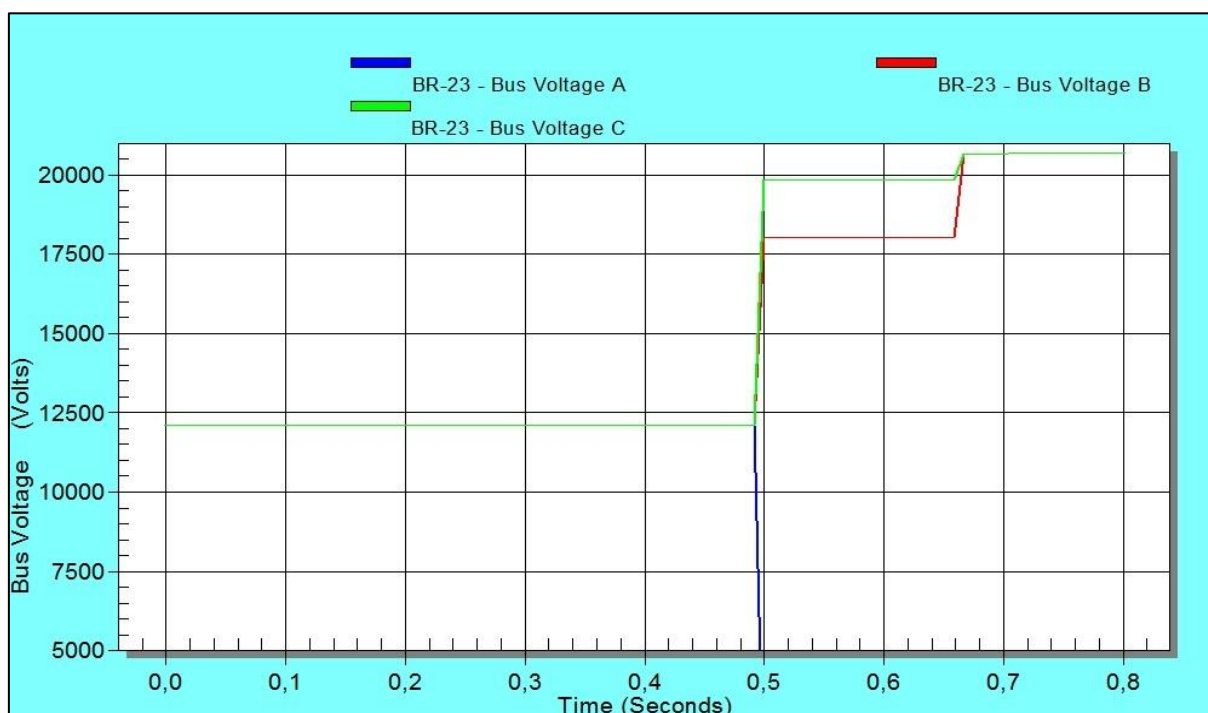


Figura 51: Tensão de fase na barra BR-23 (MINI – ALPHA) durante o evento de falha (Caso 1)



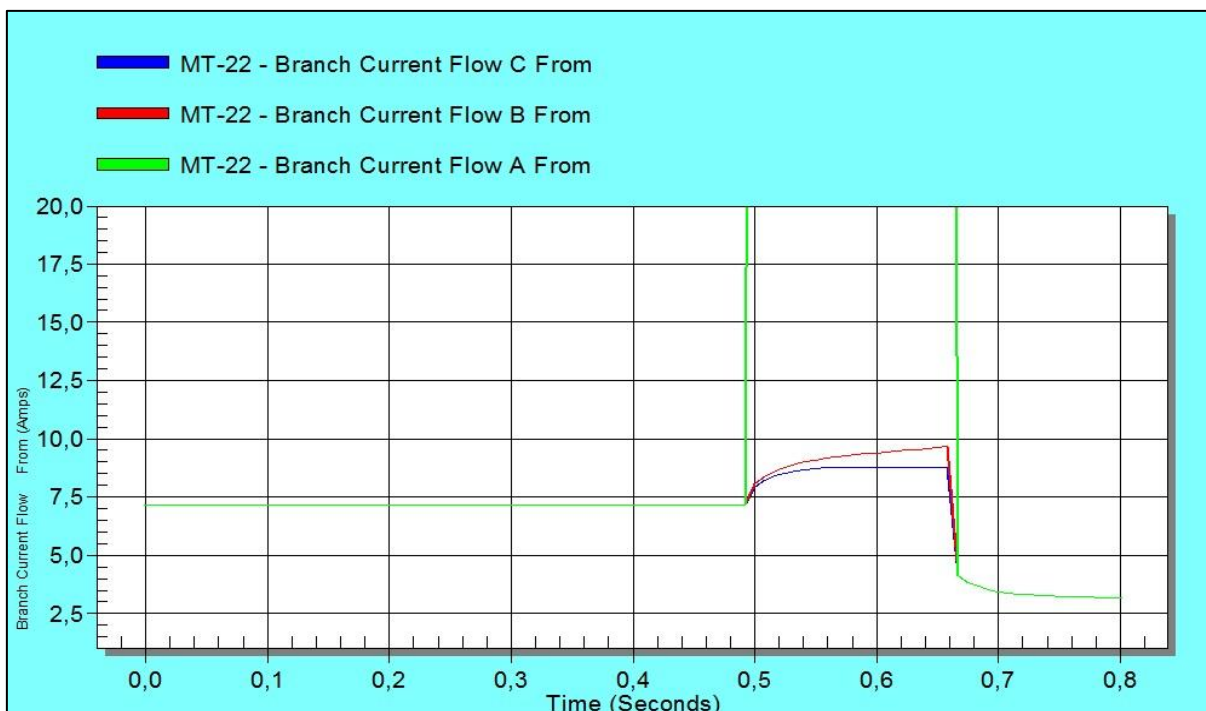


Figura 52: Corrente de linha no ramo MT-22 (MINI – ALPHA) durante o evento de falha (Caso 1)

Com o curto fase-terra na BR-23, a tensão da fase A acaba ficando nula, desequilibrando as tensões das fases B e C. Nesse meio tempo, o relé de sobrecorrente da subestação é sensibilizado pela corrente de curto-circuito e o disjuntor DJ-4 é seccionado, protegendo o sistema. Assim, nas Figura 51 e 52, percebe-se três estágios das curvas: 0 – 500 ms, 500 – 670 ms e 670 – 800 ms. No primeiro estágio é a fase em que se encontrava a tensão e corrente antes da falha; o segundo estágio compreende o tempo em que o disjuntor demora a abrir; por último, o terceiro estágio é o período em que o protetor *network* deveria atuar, isolando este trecho primário do restante do sistema reticulado. Nota-se que na Figura 51, no terceiro estágio, as tensões se comportam exatamente como descrito na Figura 7, pois como os transformadores estão conectados em delta – estrela aterrado, este trecho primário acaba perdendo a referencia do terra com a abertura do disjuntor da subestação.

No caso do curto monofásico a montante do transformador, o protetor *network* não atua pelo fluxo reverso de corrente, a sua atuação é devido ao desbalanceamento das tensões que ocorrem na barra BR-44. Devido às conexões dos transformadores de distribuição, não existe corrente de sequência zero fluindo da malha reticulada para a média tensão e, portanto, não existe realimentação do

curto fase-terra – o que explica o desbalanceamento do terceiro estágio da Figura 51. A Figura 53 ilustra o desequilíbrio das tensões na barra BR-44 que dispararam a proteção do protetor.

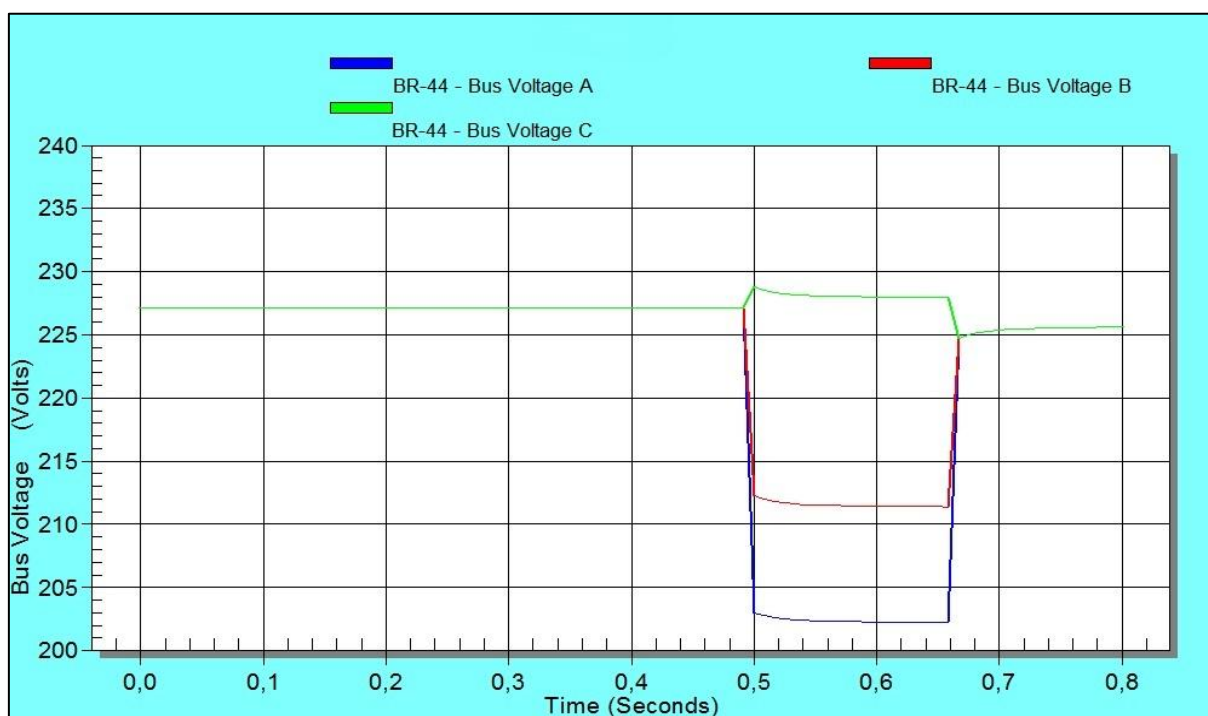


Figura 53: Tensão de fase na barra BR-44 (MINI – ALPHA) durante o evento de falha (Caso 1)

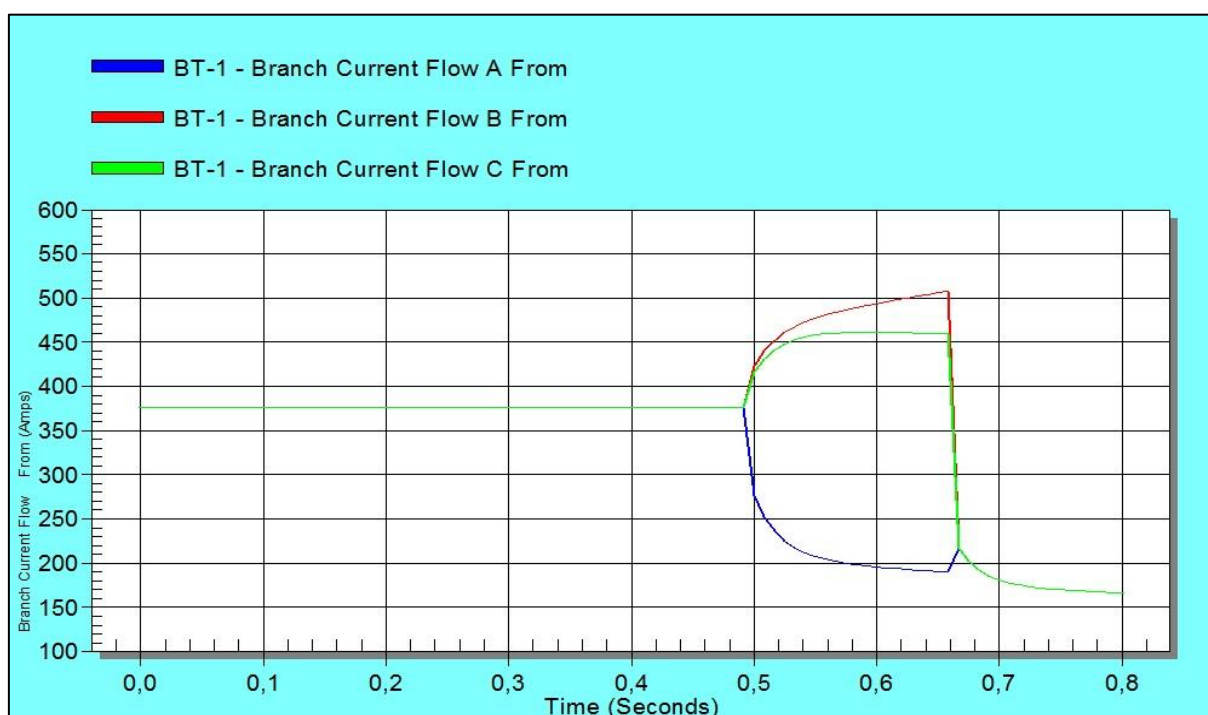


Figura 54: Corrente de linha no ramo BT-1 (MINI – ALPHA) durante o evento de falha (Caso 1)



Figura 55: Fluxo de potência no ramo BT-1 (MINI – ALPHA) durante o evento de falha (Caso 1)

As Figuras 54 e 55 são os gráficos da corrente e potência ativa fluindo pelo ramo BT-1 – notar que em nenhum momento ocorreu o fluxo reverso no sentido da barra em curto. Com a persistência do protetor fechado (algo que não aconteceria na prática), continua a circulação das correntes de sequência positiva pelo ramo BT-1 proveniente do gerador GD-2 (MINI – LAMBDA).

Por fim, o gerador GD-1, mesmo com o evento de curto, não apresenta variações consideráveis na sua velocidade de rotação (1800 rpm). Pelo fato da malha do mini-reticulado continuar sendo alimentada por outros dois circuitos primários, a frequência elétrica tem uma variação muito pequena, o que não seria suficiente para atuação de um relé de frequência. A Figura 56 mostra o transitório da frequência com o evento de falha.

A corrente do gerador sofre desbalanço enquanto não ocorre o seccionamento do disjuntor da subestação, tendo a presença de correntes de sequência negativa e positiva. Após a abertura do DJ-4, o gerador GD-1 volta a se estabilizar e fornecer energia ativa para o sistema, mesmo que não ocorra abertura do protetor *network* (o transformador acaba de certo modo isolando o defeito devido a não circulação de corrente de sequência zero). A Figura 57 mostra o comportamento das correntes do gerador GD-1.

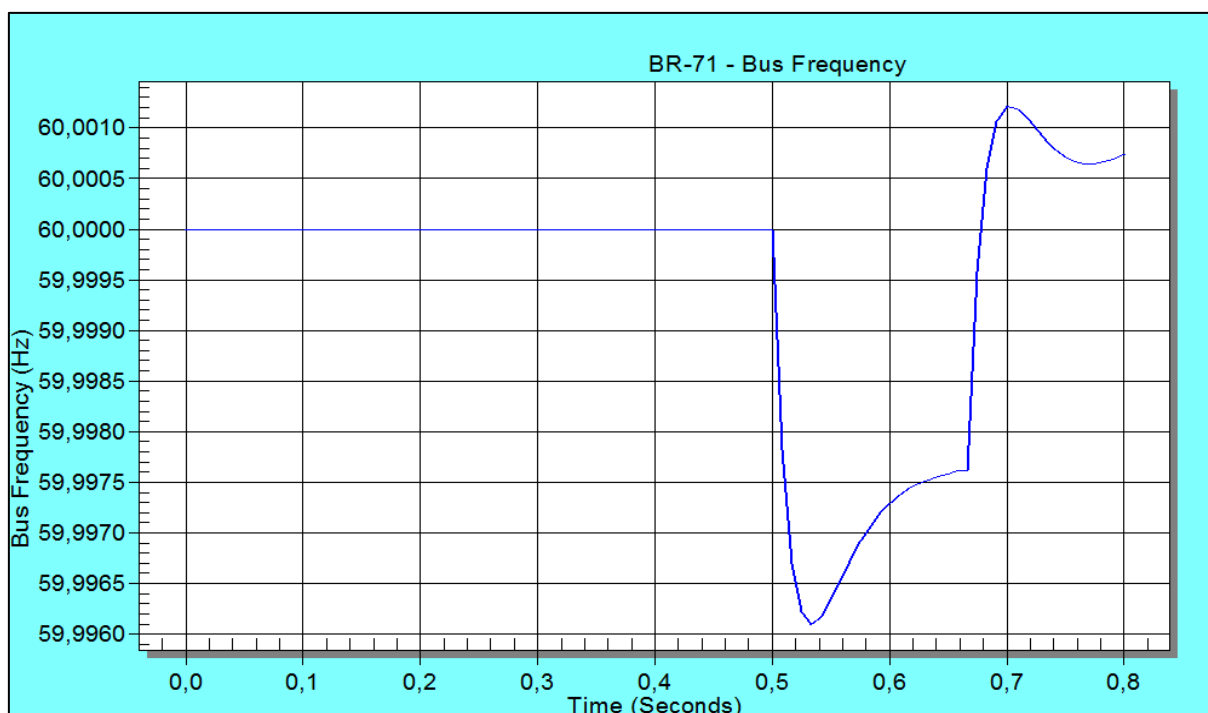


Figura 56: Frequência elétrica da barra BR-71 (MINI – ALPHA) durante o evento de falha (Caso 1)

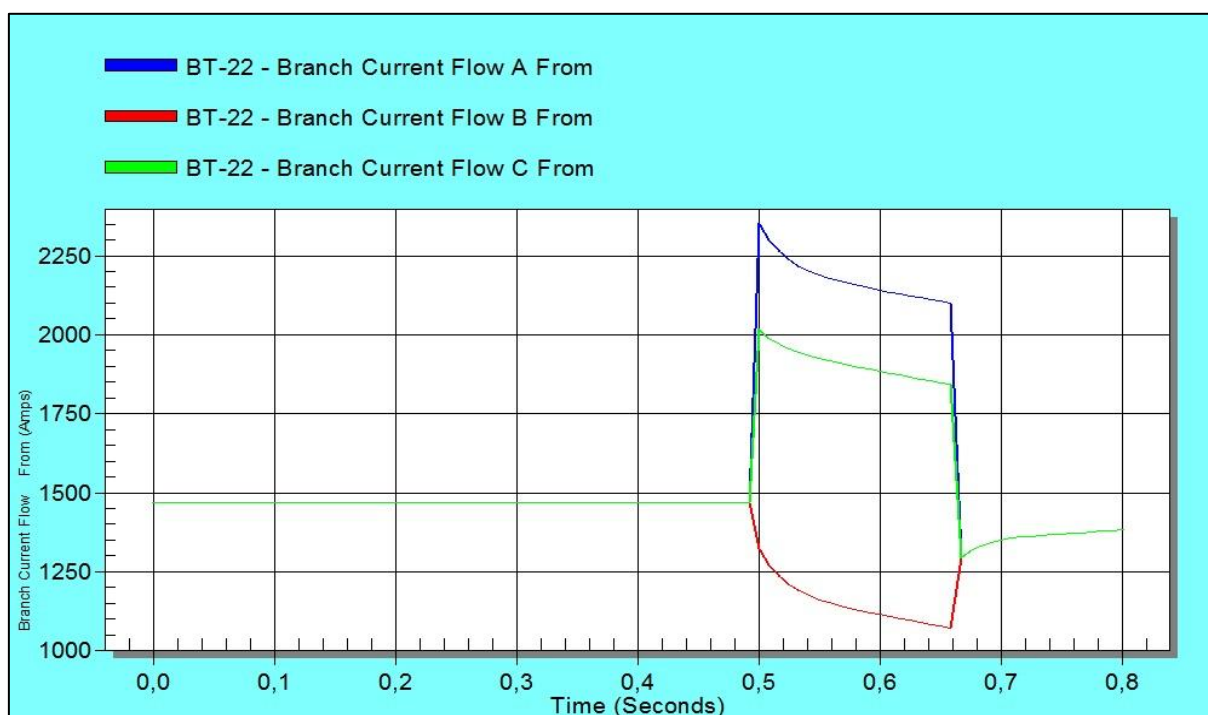


Figura 57: Corrente de linha no ramo BT-22 (MINI – ALPHA) durante o evento de falha (Caso 1)

Durante este evento de curto, especificamente o do tipo fase-terra, o protetor *network* acabaria atuando como uma proteção de anti-ilhamento do circuito primário (após abertura do disjuntor da subestação). O fato do transformador não permitir a circulação de corrente de sequência zero durante abertura dos protetores, também

ajuda na estabilidade do gerador e na continuação de fornecimento de energia pela geração distribuída. Contudo, caso ocorra outros tipos de curto-circuitos (trifásico, fase-fase ou fase-fase terra), o panorama do sistema muda, pois nestes casos existe realimentação de curto pelo protetor e, talvez, o gerador tenha que ser seccionado do circuito pela suas proteções de “anti-ilhamento”. Porém tal detalhamento das diversas possibilidades de falhas e comportamentos do sistema de geração distribuída não faz parte do escopo do presente trabalho.

### 3.4.2 Caso 2 – Geração Distribuída na Média Tensão

A falha do Caso 2, diferentemente do Caso 1, já apresenta contribuição de curto do gerador GD-3, pois o transformador de acoplamento do gerador com o circuito de média tensão apresenta a mesma configuração da Figura 8. Outra diferença deste caso é a presença de um estágio a mais do que os outros três listados no caso anterior: a abertura dos protetores *network* em 680 ms, por desbalanceamento de tensão, isolando o trecho primário com defeito do restante do sistema de distribuição, restando apenas a realimentação do curto pelo GD-3. A Figura 58 representa as tensões da barra BR-39 (notar a abertura dos protetores logo após a abertura do disjuntor DJ-1).

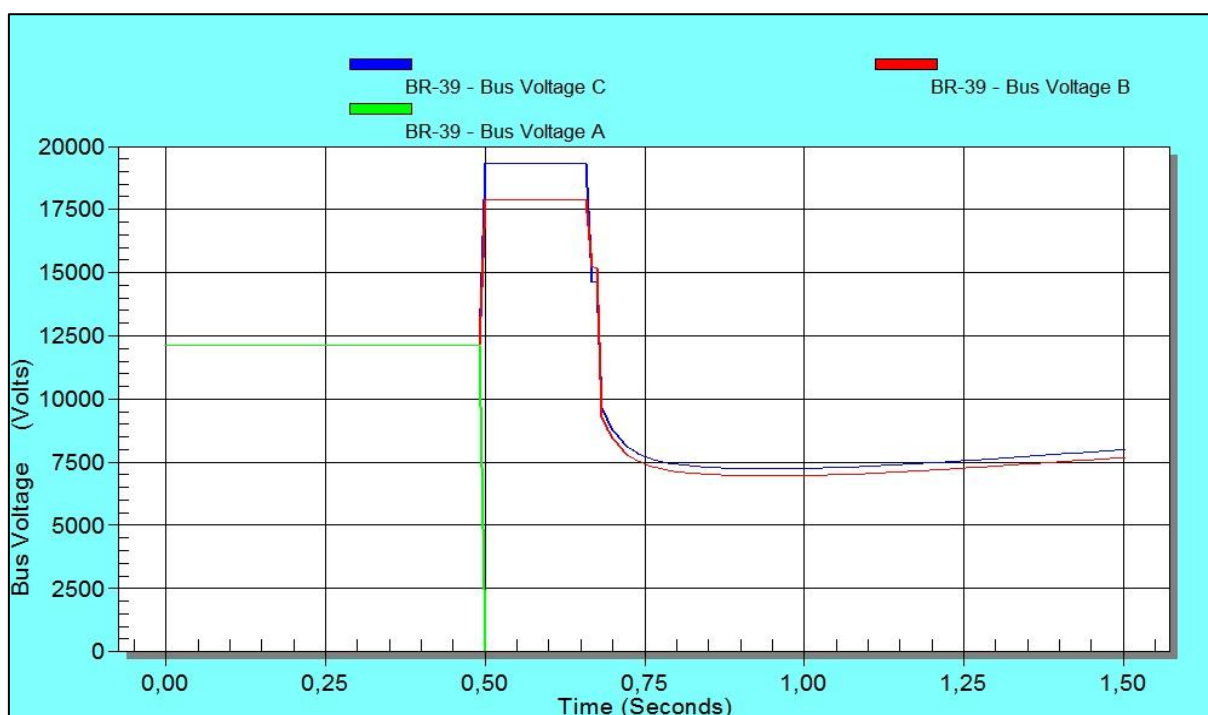


Figura 58: Tensão de fase na barra BR-39 (MINI – ZETA) durante o evento de falha (Caso 2)

As tensões da Figura 58 não tem o mesmo comportamento encontrado na Figura 51. Quando o circuito é isolado pelo disjuntor da subestação e pelos protetores da rede, o único equipamento que continua a alimentar o curto é o gerador GD-3, e pelo fato deste gerador contribuir com correntes de sequência zero para o curto fase-terra, as tensões de fase não assumem o mesmo comportamento da Figura 7 (sobretensões). A Figura 59 mostra que com abertura do DJ-1 e dos protetores (NT-7, NT-10, NT-14, NT-17 e NT-21) a corrente no ramo MT-38 torna-se nula, sem a presença da corrente de sequência positiva suprida pelo geradores dos outros mini-reticulados (GD-1 e GD-2) – observar que essas correntes de sequência positiva, conforme ocorre na Figura 52, não contribuem para o curto, elas são devidas às cargas.

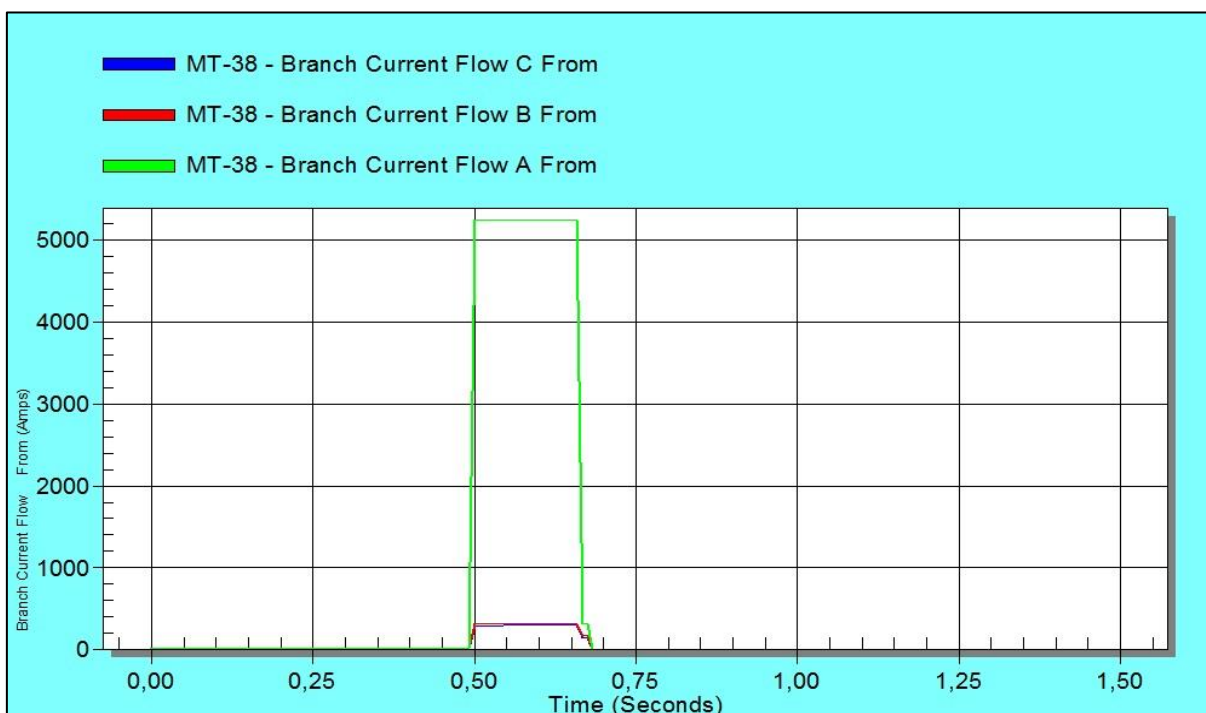


Figura 59: Corrente de linha no ramo MT-38 (MINI – ZETA) durante o evento de falha (Caso 2)

Com o evento de curto-circuito fase-terra, o protetor NT-17 irá enxergar o desbalanceamento mostrado na Figura 60. Com isso, ocorre o seu seccionamento (os outros protetores também enxergam desbalanceamento das tensões), voltando a tensão da barra BR-60 às condições normais de operação. Esse tipo de gráfico é basicamente igual ao da Figura 53, trata-se do mesmo tipo de falha, porém neste caso, ocorre realimentação da falha na média tensão por parte da geração

distribuída (GD-3). O protetor, no Caso 2, acaba isolando o gerador GD-3 junto com o trecho primário que está em anomalia.

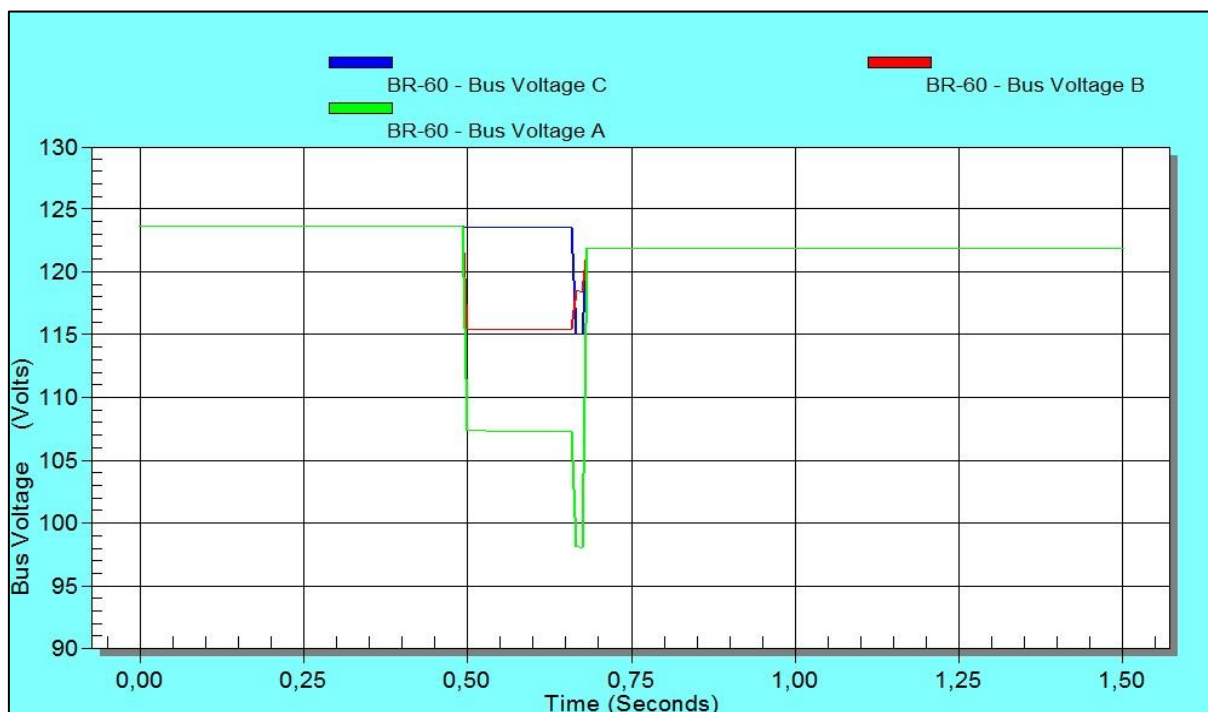


Figura 60: Tensão de fase na barra BR-60 (MINI – ZETA) durante o evento de falha (Caso 2)

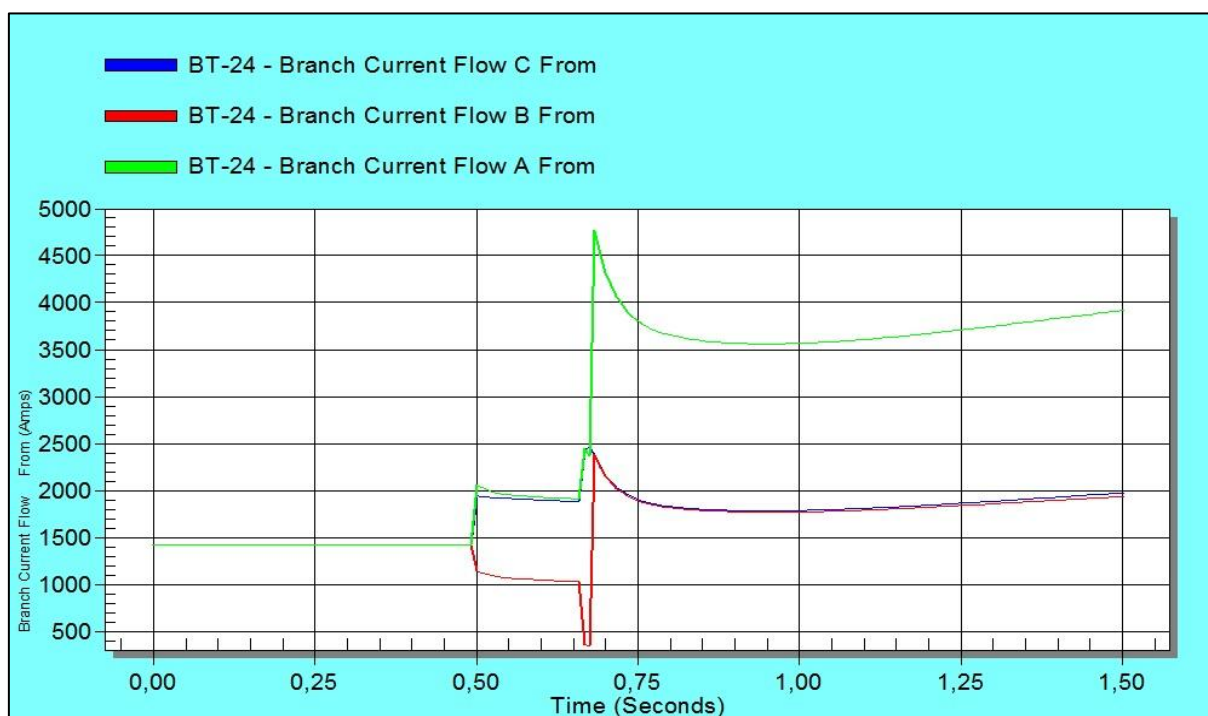


Figura 61: Corrente de linha no ramo BT-24 (MINI – ZETA) durante o evento de falha (Caso 2)





Figura 62: Fluxo de potência no ramo BT-24 (MINI – ZETA) durante o evento de falha (Caso 2)

As Figuras 61 e 62 mostram o comportamento das correntes e do fluxo de potência do gerador GD-3. Neste caso, o gerador realimenta o curto, fazendo ser necessário a atuação da proteção anti-ilhamento para que o gerador não cause maiores danos para a rede de distribuição. Outras componentes, além da corrente de curto, que podem disparar os réles de proteção do gerador, são a frequência e o desbalanceamento das tensões. Diferentemente do Caso 1, o gerador GD-3 fica isolado com o alimentador primário, o que faz com que a frequência sofra grandes variações no transitório junto com o desbalanceamento das tensões. As Figuras 63 e 64 mostram, respectivamente, o comportamento da frequência e tensão na barra BR-73.

Após a abertura dos protetores *network*, a frequência elétrica do gerador GD-3 tende a disparar (aceleração do gerador), exigindo o seccionamento da máquina do trecho primário. Está aceleração da máquina síncrona mostra que ela já entrou num estágio de desestabilidade, pois o gráfico mostra um indicio de aceleração contínua.

O Caso 2 acaba tendo um comportamento da GD muito parecido com o radial, pois a tensão e frequência tendem a flutuar com o curto fase-terra; o que não acontece no Caso 1, pois com a realimentação da malha do mini e a configuração delta – estrela aterrado do transformador, as variações elétricas na GD são ínfimas,



o que leva a crer que a GD ligada à BT pode continuar a funcionar no sistema reticulado mesmo funcionando em 1ª contingência.

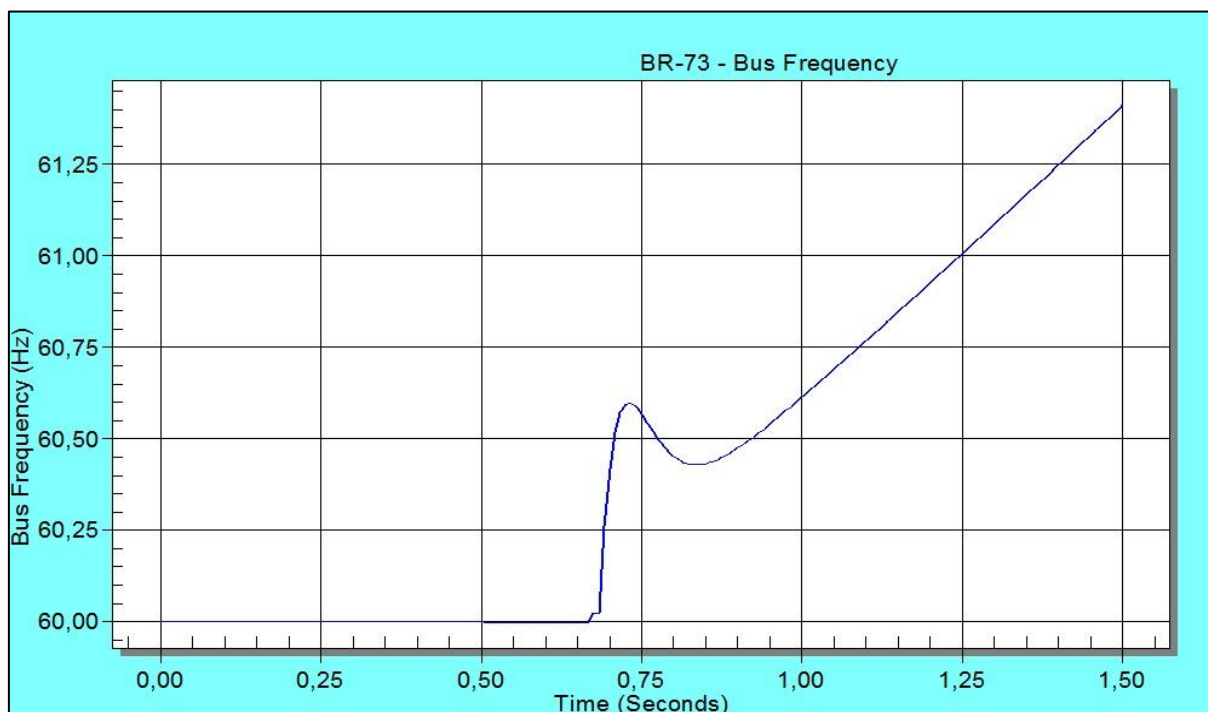


Figura 63: Frequência elétrica da barra BR-73 (MINI – ZETA) durante o evento de falha (Caso 2)

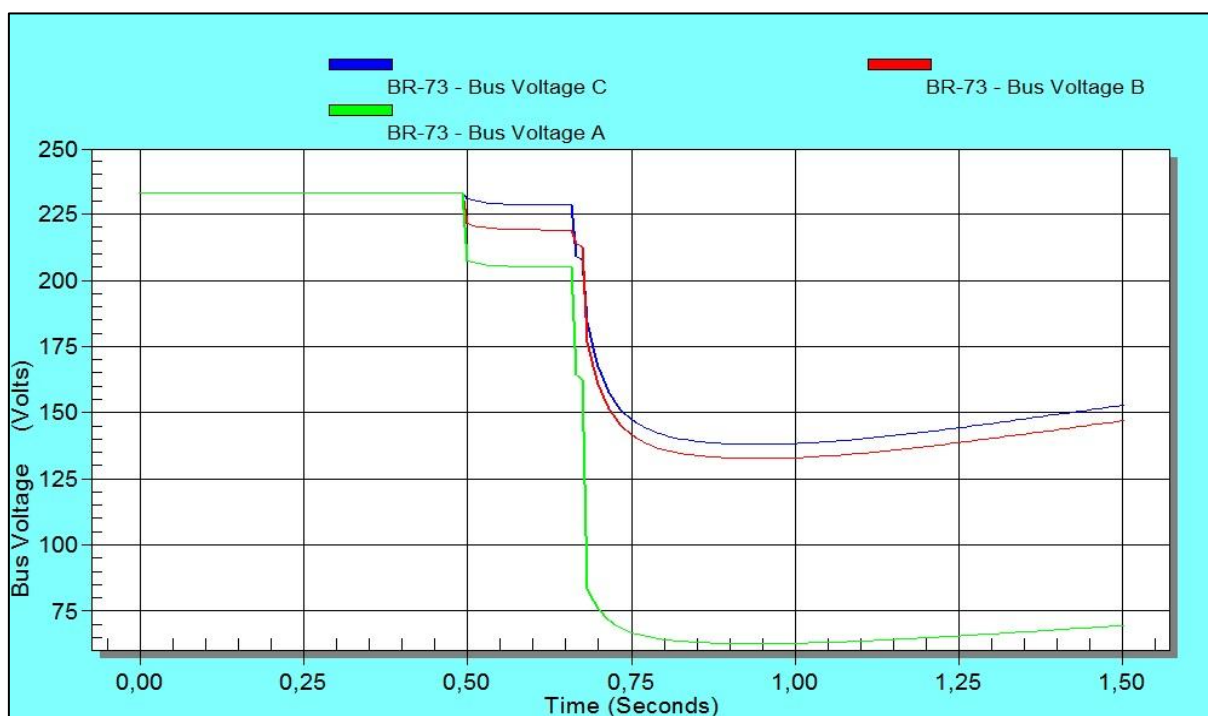


Figura 64: Tensão de fase na barra BR-73 (MINI – ZETA) durante o evento de falha (Caso 2)

## 4 CONCLUSÕES

De uma forma geral, os resultados obtidos através das simulações mostraram que a geração distribuída no sistema reticulado *spot* traz muitos benefícios para o sistema e para os consumidores. Contudo, é conclusivo também, que este sistema específico de distribuição, conforme se encontra em operação atualmente, não permite a inserção de geradores na baixa tensão, apenas a conexão de geradores nos circuitos primários de média tensão.

A geração distribuída, conforme as Figuras 41-44, é muito benéfica no alívio do carregamento da subestação, podendo adiar investimentos de curto prazo nos sistemas de potência. É conclusivo também, que geradores fornecendo somente energia ativa para a rede não é de interesse das concessionárias, pois acaba abaixando o fator de potência dos circuitos e elevando os níveis de tensão nos horários de baixo consumo (fator de potência capacitivo). Esta operação acaba sendo vantajosa apenas para os consumidores que procuram ter compensação de energia elétrica nas contas de energia. A ANEEL deveria prever também na Resolução Normativa Nº 482 a energia reativa dos geradores, uma vez que a inserção de capacitores na geração distribuída, para correção do fator de potência, poderia resultar em fenômenos de ressonância nos circuitos (Figura 9) – conforme já mencionado no texto.

Com a presença da geração no sistema reticulado *spot*, os níveis de curto-circuito sofrem aumentos consideráveis, principalmente o curto fase-terra, conforme as Tabelas 21-26. Faz-se necessário a utilização de reatores de aterramento nos geradores ou transformadores para diminuição a níveis aceitáveis de corrente, visto a falta de suportabilidade do sistema de aterramento com relação a várias fontes de corrente. Seria necessário também realizar o reforço dos condutores “neutro”.

A inserção de geradores no reticulado acaba diminuindo o carregamento dos transformadores (Tabelas 27-30) possibilitando alguns mini-reticulados de suportarem casos de 2ª contingência. Outra melhoria sentida seria a regulação de tensão, conforme Tabela 33, melhorando a qualidade de energia da rede. Cabe ressaltar que como os sistemas reticulados não apresentam reguladores de tensão, problemas como da Figura 11 não aconteceriam. Entretanto, problemas como

perdas elétricas (Tabela 31) têm considerável elevação, principalmente nos casos onde os geradores são conectados na baixa tensão.

No caso dos resultados obtidos, geradores conectados na baixa e média tensão, é visível que a geração distribuída tem melhor desempenho quando conectada nas malhas de baixa tensão. No caso da média tensão, os geradores terão influência apenas no circuitos em que estiverem conectados, podendo muitas vezes causar sobrecargas e desbalanceamento de correntes entre os alimentadores primários do reticulado. A Tabela 29 mostra que o gerador interligado a montante do transformador não exerce quase nenhuma influência no mini-reticulado que o alimenta – no caso das simulações, trata-se do MINI – ZETA. Já no caso de conexão direta nas malhas dos mini-reticulados, o equilíbrio de fluxo entre os circuitos é constante, trazendo melhorias diretas para os minis em que estão conectados (Tabelas 27 e 30).

Na prática, sistemas reticulados não permitem a conexão de geradores na baixa tensão e que exportem energia para o primário, pois os protetores *network* que se encontram instalados nas câmaras, como por exemplo, no caso da Eletropaulo, não permitem o fluxo reverso de energia; ficando possível apenas a inserção controlada de geradores na média tensão, já que o sistema continuará a ser unidirecional para os protetores. Existe a possibilidade, conforme as figuras dos resultados de estabilidade transitória e as Figuras 49 e 50, que os protetores *network* possam ser concebidos para operação de correntes reversas e de proteção “anti-ilhamento” dos geradores. Porém, a inserção de tecnologias customizadas como esta, no momento atual, podem tornar a operação do sistema reticulado tão complexa e onerosa que talvez o custo de manutenção das redes reticuladas não sejam viáveis, trazendo problemas para os consumidores e concessionária.

Outro fator, além do protetor, que dificulta a instalação de geradores na baixa tensão, são as conexões delta – estrela aterrado de todos os transformadores nas redes de distribuição subterrânea. Seria interessante, até para simplificar a atuação dos relés dos protetores *network*, a conexão estrela aterrado em ambos os lados dos transformadores, permitindo os protetores atuarem com correntes de curto-circuito fase-terra, ao invés do desbalanceamento das tensões (Figuras 53 e 60). Isto poderia simplificar a operação do sistema com a presença de geradores nas

malhas, contudo, o custo associado à troca de todos estes transformadores se torna inviável pelo alto índice de investimento.

É importante salientar que sistemas reticulados com malha infinita, como ilustrado na Figura 14, podem admitir a presença de geração distribuída na malha reticulada, desde que haja o controle da potência instalada, sendo que este não deva superar o consumo geral do sistema, garantindo apenas circulação de corrente na malha de baixa tensão. Esta filosofia de operação da GD seria complicada nos sistemas reticulados *spot*, pois muitas vezes, os mini-reticulados alimentam poucos clientes, sendo extremamente difícil o controle de potência das unidades geradoras.

Estudos recentes realizados pelo instituto NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) com a inserção de painéis fotovoltaico nas malhas dos sistema reticulados, mostram várias técnicas de acoplamento da GD sem que os protetores fiquem operando erroneamente (abrindo e fechando constantemente). Uma das soluções mencionadas seria a utilização de relés de baixa carga (MIR – *Minimum Import Relay*), que seccionam a geração da malha caso o consumo de energia fique muito baixo, evitando os protetores *network* de ficarem operando constantemente. A Figura 65 mostra a configuração deste sistema, podendo ser também aplicados em mini-reticulados, tirando os casos de atendimento exclusivo a um único cliente, pois a única forma de fornecer energia para a rede nestes casos, seria através do fluxo reverso de corrente nos protetores.

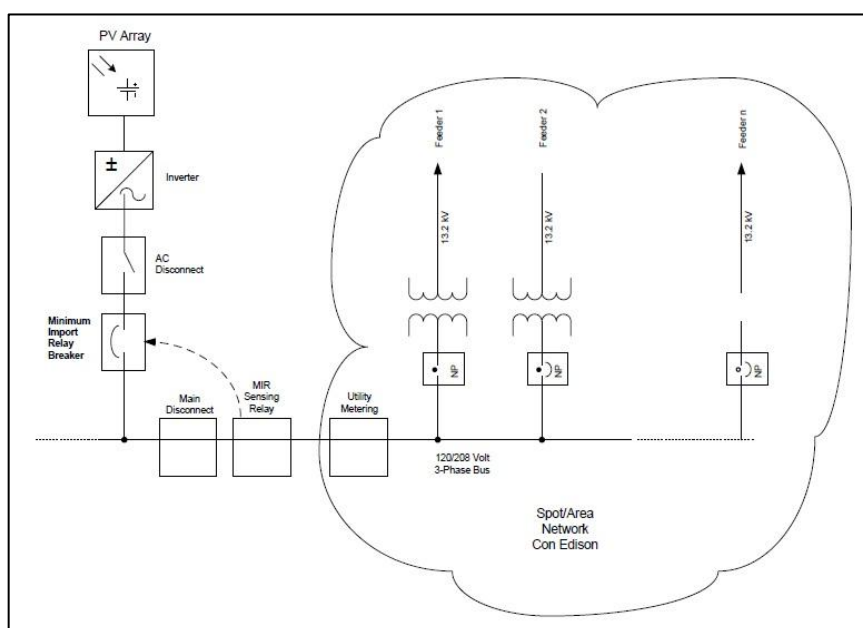


Figura 65: Esquemático de uma malha reticulada infinita com a presença do relé MIR (NREL, 2009)

## REFERÊNCIAS

ABB, INC. **Low Voltage Generators for Diesel and Gas Engines:** Industrial Application Series. Disponível em:

<[http://www05.abb.com/global/scot/scot234.nsf/veritydisplay/40c94bcc424f2fa6482579e400204ec8/\\$file/LV%20generator%20catalogue%20-%20industrial%20EN%20lr%20201205.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot234.nsf/veritydisplay/40c94bcc424f2fa6482579e400204ec8/$file/LV%20generator%20catalogue%20-%20industrial%20EN%20lr%20201205.pdf)>. Acesso em: 13 de set. 2012.

ABB, INC. **Technical Specification:** AMG 0400CL04 - Application: Diesel/Gas engine Industrial Application Series. Disponível em:

<[http://www05.abb.com/global/scot/scot234.nsf/veritydisplay/b78f4c19bba6c2b348257a1c0012a843/\\$file/5861259-C-AMG%200400CL04%20Technical%20specification.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot234.nsf/veritydisplay/b78f4c19bba6c2b348257a1c0012a843/$file/5861259-C-AMG%200400CL04%20Technical%20specification.pdf)>. Acesso em: 13 de set. 2012.

ACKERMANN, T.; ANDEERSSON, G.; SÖDER, L. **Distributed Generation:** a Definition. In: Electric Power Systems Research, vol. 57(3), Elsevier Science, Oxford, UK, 2001, pp. 195–204.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST:** Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. Disponível em:

<[http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo3\\_Revisao\\_4\\_Retificacao\\_2.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo3_Revisao_4_Retificacao_2.pdf)>. Acesso em: 10 de out. 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 482**, de 17 de Abril de 2012. Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 10 de out. 2012.

AZEVEDO, F. A.; **Otimização de Rede de Distribuição de Energia Elétrica Subterrânea Reticulada através de Algoritmos Genéticos.** Curitiba, 2010. 140p. Tese (Mestrado) - Centro Federal de Educação Tecnológico do Paraná.

BARRETO, G. A. **Estudo de Viabilidade de um Sistema de Monitoramento de Baixo Custo para os Sistemas de Distribuição Reticulados Subterrâneos**. São Paulo, 2010. 105p. Tese (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Energia EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo.

BORBELY, A. M.; KREIDER, J.F. **Distributed Generation: The Power Paradigm for the New Millennium**. New York: CRC Press, 2001.

Consolidated Edison, Inc. **Overview of Con Edison System and Lic Network**. Disponível em: <<http://www.coned.com/messages/LICReport/Overview.pdf>>. Acesso em: 09 ago. 2012.

FERNANDES, M. A. **Estudo Comparativo Técnico/Financeiro entre Linhas de Transmissão Aéreas e Subterrâneas, em Grandes Centros Urbanos**. Curitiba, 2006. 126p. Trabalho de Graduação (Engenharia Elétrica) - Centro Federal de Educação Tecnológico do Paraná.

GOMES, H. J. **Estudos de Viabilidades das Redes de Distribuição Secundárias Compactadas no Sistema Elétrico da CELG**. Goiânia, 2010. 126p. Tese (Mestrado) - Universidade de Goiás.

International Energy Agency, 2002. **Distributed Generation in Liberalized Electricity Markets**. Disponível em: <<http://www.iea.org>>. Acesso em: 08 ago. 2012.

Kawasaki Gas Turbines, Inc. **Kawasaki Gas Turbine Sets**. Disponível em: <<http://www.kawasakigasturbines.com/files/gtgs100621.pdf>>. Acesso em: 13 de set. 2012.

LIGHT, INC. **O Grupo Light, História**. Disponível em: <<http://www.light.com.br/web/institucional/cultura/seculolight/teseculo.asp?mid=86879%2042772267226>>. Acesso em: 09 set. 2012.

LOPES, J. A. P.; HATZIARGYRIOU, N.; MUTALE, J.; DJAPIC, P.; JENKINS, N. **Integrating Distributed Generation into Electric Power Systems: A Review of Drivers, Challenges and Opportunities**. In: *Electric Power Systems Research*, vol. 77(9), Elsevier Science, Oxford, UK, 2007, pp. 1189–1203.

NAKAGUISHI, M. I.; HERMES, P. D. **Estudo Comparativo Técnico/Financeiro para Implantação de Redes de Distribuição Subterrâneas**. Curitiba, 2011. 100p. Trabalho de Graduação (Engenharia Elétrica) - Centro Federal de Educação Tecnológico do Paraná.

National Renewable Energy Laboratory, 2009. **Interconnecting PV on New York City's Secondary Network Distribution System**. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/46902.pdf>>. Acesso em: 08 de ago. 2012.

PURCHALA, K.; BELMANS, R.; EXARCHAKOS, L.; HAWKES, A. D., 2006. **Distributed Generation and the Grid Integration Issues**. Disponível em: <[http://eusustel.be/public/documents\\_public/WP/WP3/WP%203.4.1%20Distributed%20Ogeneration%20and%20grid%20integration%20issues.pdf](http://eusustel.be/public/documents_public/WP/WP3/WP%203.4.1%20Distributed%20Ogeneration%20and%20grid%20integration%20issues.pdf)>. Acesso em: 09 ago. 2012.

SILVA, H. A. P. **Protetor de Rede Inteligente e Relé Digital com Tecnologia Nacional Integrando Proteção, Controle, Telecomando e Monitoramento, Viabilizando Smart Grid e Geração Distribuída a partir dos Sistemas de Distribuição Subterrâneos nas Grandes Metrôpoles**. São Paulo, 2011. 110p. Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Energia EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo.

SHORT, T. A. **Electric Power Distribution Handbook**. New York: CRC Press, 2004.