

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS - UFMG
Escola de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Henrique Fantoni Primo

**QUALIDADE DA ENERGIA EM SISTEMAS
ELÉTRICOS INDUSTRIAIS ESTUDOS DE CASO**

Belo Horizonte
2019

Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**QUALIDADE DA ENERGIA EM SISTEMAS
ELÉTRICOS INDUSTRIAIS – ESTUDOS DE CASO**

HENRIQUE FANTONI PRIMO

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Glássio Costa de Miranda

Belo Horizonte - MG

Fevereiro de 2019

F217q

Fantoni Primo, Henrique.

Qualidade da energia em sistemas elétricos industriais - Estudos de caso [recurso eletrônico] / Henrique Fantoni Primo. - 2019.
1 recurso online (135 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Glássio Costa de Miranda.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Anexos: f. 124-135.

Bibliografia: f. 117-123.

Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Energia elétrica - Qualidade - Teses. 3. Harmônicos (Ondas elétricas) - Teses. 4. Transitórios (Eletricidade) - Teses. I. Miranda, Glássio Costa de. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. III. Título.

CDU: 621.3(043)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

ATA DA 1112ª DEFESA DE DISSERTAÇÃO DE MESTRADO
DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ATA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO DE MESTRADO do aluno HENRIQUE FANTONI PRIMO - registro de matrícula de número 2016712702. Às 15:00 horas do dia 20 do mês de fevereiro de 2019, reuniu-se na Escola de Engenharia da UFMG a Comissão Examinadora da DISSERTAÇÃO DE MESTRADO para julgar, em exame final, o trabalho intitulado "Qualidade da Energia Em Sistemas Industriais - Estudos de Caso" da Área de Concentração em Engenharia de Potência, Linha de Pesquisa Compatibilidade Eletromagnética e Qualidade de Energia. O Prof. Glássio Costa de Miranda, orientador do aluno, abriu a sessão apresentando os membros da Comissão e, dando continuidade aos trabalhos, informou aos presentes que, de acordo com o Regulamento do Programa no seu Art. 8.16, será considerado APROVADO na defesa da Dissertação de Mestrado o candidato que obtiver a aprovação unânime dos membros da Comissão Examinadora. Em seguida deu início à apresentação do trabalho pelo Candidato. Ao final da apresentação seguiu-se a arguição do candidato pelos examinadores. Logo após o término da arguição a Comissão Examinadora se reuniu, sem a presença do Candidato e do público, e elegeu o Prof. Glássio Costa de Miranda para presidir a fase de avaliação do trabalho, constituída de deliberação individual de APROVAÇÃO ou de REPROVAÇÃO e expedição do resultado final. As deliberações individuais de cada membro da Comissão Examinadora foram as seguintes:

| Membro da Comissão Examinadora | Instituição de Origem | Deliberação | Assinatura |
|--|-----------------------|-------------|------------|
| Prof. Dr. Glássio Costa de Miranda | DEE (UFMG) | Aprovado | |
| Prof. Dr. Clever Sebastião Pereira Filho | DEE (UFMG) | Aprovado | |
| Prof. Dr. Igor Amariz Pires | DELT (UFMG) | Aprovado | |

Tendo como base as deliberações dos membros da Comissão Examinadora a Dissertação de Mestrado foi Aprovada. O resultado final de Aprovado foi comunicado publicamente ao Candidato pelo Presidente da Comissão, ressaltando que a obtenção do Grau de Mestre em ENGENHARIA ELÉTRICA fica condicionada à entrega do TEXTO FINAL da Dissertação de Mestrado. O Candidato terá um prazo máximo de 30 (trinta) dias, a partir desta data, para fazer as CORREÇÕES DE FORMA e entregar o texto final da Dissertação de Mestrado na secretaria do PPGE/UFMG. As correções de forma exigidas pelos membros da Comissão Examinadora deverão ser registradas em um exemplar do texto da Dissertação de Mestrado, cuja verificação ficará sob a responsabilidade do Presidente da Banca Examinadora. Nada mais havendo a tratar o Presidente encerrou a reunião e lavrou a presente ATA, que será assinada pelo Presidente da Comissão Examinadora. Belo Horizonte, 20 de fevereiro de 2019.


ASSINATURA DO PRESIDENTE DA COMISSÃO EXAMINADORA

"Qualidade da Energia Em Sistemas Industriais - Estudos de Caso"

HENRIQUE FANTONI PRIMO

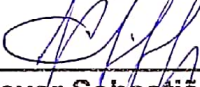
Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 20 de fevereiro de 2019.

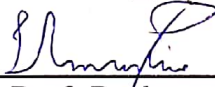
Por:



Prof. Dr. Glássio Costa de Miranda
DEE (UFMG)



Prof. Dr. Clever Sebastião Pereira Filho
DEE (UFMG)



Prof. Dr. Igor Amariz Pires
DELT (UFMG)

"Peça, acredite e receba é a lei da atração do universo. Mudando sua mente, você começa a mudar seu destino."

O Segredo

AGRADECIMENTOS

Inicialmente, gostaria de agradecer a Deus, que colocou pessoas tão especiais nesta caminhada, sem as quais certamente não teria dado conta de chegar até aqui.

Agradeço imensuravelmente ao meu orientador Glássio pela dedicação, confiança e pelo suporte durante todo o processo de elaboração deste trabalho. Não foi somente um orientador, mas, em alguns momentos, conselheiro e amigo. Será sempre uma referência profissional e pessoal para meu crescimento.

Agradeço também, a minha esposa Débora e minhas filhas Júlia e Luísa por serem tão importantes na minha vida. Sempre ao meu lado, me fazendo acreditar que posso mais do que imagino. Graças ao companheirismo, amizade, paciência, compreensão, apoio, alegria e amor, este trabalho pôde ser concretizado. Obrigado por terem feito do meu sonho o nosso sonho!

Aos meus pais, Márcio e Neide meu infinito agradecimento. Nunca mediram esforços para me auxiliar e sempre acreditaram em minha capacidade, me incentivando a ir atrás dos meus objetivos, com ética, determinação e fé.

As minhas irmãs Cibele e Juliana, aos cunhados Bernardo, Marcone, Enrico e Silvio, cunhadas Carol e Cássia meu agradecimento especial, pois sempre me motivaram e torceram por mim. Obrigado por tudo!

A minha madrinha e avó Dinorah pelo exemplo de perseverança, força e sucesso, os meus mais sinceros agradecimentos.

Aos meus sogros, Domingos e Carmen, pelo incontestável incentivo e apoio. Muito obrigado pelo carinho!

Gostaria de agradecer aos amigos e sócios da SM&A, principalmente ao Severino, por abrirem as portas para que eu pudesse realizar este sonho. Proporcionaram-me mais que a busca de conhecimento técnico e científico, mas uma Lição de Vida!

Aos amigos Erick Adriano, Danilo Farnese, Guilherme Fraga e Filipe Resende, que, com conhecimentos, orientações e parcerias, me ajudaram muito neste projeto.

Agradeço a todos os professores da UFMG, pelos ensinamentos que me proporcionaram um imenso crescimento profissional e cultural.

Finalmente, aos demais amigos e parentes que sempre estiveram presentes de alguma forma. Obrigado a todos!

RESUMO

A crescente competitividade de mercado entre as indústrias, associada ao aumento do consumo da energia elétrica, tem impulsionado o desenvolvimento tecnológico, com o objetivo de otimizar os processos, reduzindo as perdas e os custos de fabricação do produto final. Entretanto, devido à falta de estudos e análises específicas para aplicação das novas tecnologias por parte das indústrias, diversos problemas relacionados a qualidade da energia tem gerado prejuízos e paralisações no processo produtivo. Desta forma, as concessionárias de energia e os consumidores têm se preocupado cada vez mais com a Qualidade da Energia Elétrica (QEE). Através de pesquisas realizadas nos EUA, foram identificados três distúrbios de QEE que mais têm afetado os consumidores: afundamentos de tensão, transitórios e harmônicos.

Diante deste contexto, o presente trabalho tem como principal objetivo fornecer subsídios para análises e pesquisas referentes aos principais problemas de QEE observados em plantas industriais, através da apresentação das características, causas, impactos e até mesmo algumas medidas mitigatórias atualmente utilizadas.

Para consolidar de forma prática as referências teóricas descritas neste trabalho, são apresentados cinco estudos de casos reais, envolvendo afundamentos de tensão de curta duração, gerados durante a partida dos motores, variações de tensão de longa duração, mais especificamente as subtensões e sobretensões sustentadas, transitórios oscilatórios de baixa frequência, gerados pelas manobras de chaveamento de banco de capacitores, harmônicos e geração distribuída. Foram apresentadas e discutidas as medições de grandezas elétricas e as simulações realizadas, sendo que em alguns casos, foi possível a comprovação da eficácia das ações realizadas que reduziram ou até mesmo eliminaram os problemas de QEE nos sistemas industriais analisados.

Palavras-chave: Qualidade da Energia Elétrica (QEE), Classificação de Distúrbios, Variações de Tensão, Partida de Motores, Transitórios, Harmônicos, Geração Distribuída.

ABSTRACT

The rising of the competitiveness on the market between the industries, associated with the electrical energy consumption has driven the development of the technology, aiming to optimize the industrial process and reducing the losses and the costs of the final product. However, because of the lack of studies and specific analysis to apply the new technology, the industries have been suffering losses and outages in their process. Because of that, the consumers and the power distribution companies have been more worried about the Quality of the Electrical Energy (QEE). Researches applied to industries located in the US, have shown that there are three kinds of disturbances in the electrical system that are heavily impacting the consumers: Voltage dips, transientes, and harmonics.

The objective of this work is to supply data for analysis and researches for the main QEE problems, observed in the electrical system of industrial plants. The characteristics, causes, impacts and solutions of those problems will be presented along this work.

Five real case studies involving problems regarding voltage dips, overvoltages, low frequency transients, harmonics and distributed generation will be presented. In order to prove the efectiveness of the proposed solutions, each case study presented real measurements and software simulations, showing the mitigation of the QEE problems and in some cases even its elimination.

Keywords: Quality of the Electrical Energy (QEE), Classification of Disturbances, Voltage Deviations, Motor Starting, Transients, Harmonics, Distributed Generation.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 2.1 – Variação de tensão durante a partida de um motor de 18 MW em 13,8 kV. | 17 |
| Figura 2.2 – Circuito Equivalente para cálculo simplificado da tensão V_{sag} [17]. | 18 |
| Figura 2.3 – Conjunto motor e máquina com acoplamento direto. | 21 |
| Figura 2.4 – Exemplo Método da Integração Gráfica. | 23 |
| Figura 2.5 – Diagrama do circuito equivalente simplificado resultante do motor de indução. | 23 |
| Figura 2.6 – Conjugados Motor com 100% e 80% de V_n e Máquina com acoplamento direto. | 24 |
| Figura 2.7 – Fatores de redução K_1 e K_2 dos motores WEG [23]. | 25 |
| Figura 2.8 – Exemplos de variações de tensão de longa duração. | 26 |
| Figura 2.9 – Princípio de funcionamento do AVR ou relé ANSI 90. | 27 |
| Figura 3.1 – Tensão transitória durante a energização de um BC. | 30 |
| Figura 3.2 – Corrente transitória durante a energização de um BC. | 31 |
| Figura 3.3 – Corrente transitória durante a energização de BC's em back-to-back. | 32 |
| Figura 3.4 – Tensão transitória durante a desenergização de um BC. | 32 |
| Figura 4.1 – Onda resultante da soma da Fundamental com uma de 3ª ordem. | 36 |
| Figura 4.2 – Onda resultante da soma da Fundamental com uma de 3ª e uma de 5ª ordem. | 36 |
| Figura 4.3 – Espectro harmônico de corrente medido no alimentador de um forno à arco. | 37 |
| Figura 4.4 – Circuito simplificado da ressonância série. | 38 |
| Figura 4.5 – Circuito simplificado da ressonância paralela. | 39 |
| Figura 4.6 – Tipos comuns de arranjos de filtros passivos. | 46 |
| Figura 4.7 – Filtro harmônico passivo de 4,8ª ordem (288 Hz) de 2 MVAr em 13,8 kV. | 48 |
| Figura 4.8 – Conexão típica de um filtro harmônico ativo [32]. | 49 |
| Figura 4.9 – Filtro harmônico ativo de 690 V, modelo PQFI da ABB. | 50 |
| Figura 5.1 – Característica potência x ângulo da máquina síncrona [19], [40] e [41]. | 54 |
| Figura 6.1 – Esquemático simplificado de um alto forno [50]. | 60 |
| Figura 6.2 – Caso 1 - Diagrama Unifilar Simplificado. | 61 |
| Figura 6.3 – Caso 1 - Diagrama Unifilar Simplificado Partida Motor Principal Soprador. | 63 |
| Figura 6.4 – Caso 1 - Gráfico Conjugado X Rotação - Motor Principal e Carga Soprador. | 64 |
| Figura 6.5 – Caso 1 - Diagrama Unifilar Simplificado Partida Motor Reserva Soprador. | 65 |
| Figura 6.6 – Caso 1 - Gráfico Conjugado X Rotação - Motor Reserva e Carga Soprador. | 66 |
| Figura 6.7 – Caso 1 - Analisador de Energia FLUKE, modelo F-435. | 67 |
| Figura 6.8 – Caso 1 - Gráfico da Partida Motor Reserva registrada FLUKE F-435. | 67 |
| Figura 6.9 – Caso 1 - Zoom do gráfico da tensão na fase A da Partida Motor Reserva. | 68 |
| Figura 6.10 – Caso 1 - Zoom do gráfico da corrente na fase A da Partida Motor Reserva. | 68 |
| Figura 6.11 – Caso 2 - Diagrama Unifilar Simplificado. | 71 |
| Figura 6.12 – Caso 2 – Analisador de Energia EMBRASUL, modelo RE6000. | 73 |
| Figura 6.13 – Caso 2 - Gráfico das medições de tensões do 1º Teste. | 73 |
| Figura 6.14 – Caso 2 - Gráfico das medições de tensões do 2º Teste. | 74 |
| Figura 6.15 – Caso 2 - Gráfico das medições de tensões do 3º Teste. | 74 |
| Figura 6.16 – Caso 2 - Curva de comutação do regulador de tensão para o 1º Teste. | 75 |
| Figura 6.17 – Caso 2 - Curva de comutação do regulador de tensão para o 2º Teste. | 76 |
| Figura 6.18 – Caso 2 - Curva de comutação do regulador de tensão para o 3º Teste. | 77 |
| Figura 6.19 – Caso 3 - Diagrama Unifilar Simplificado. | 79 |
| Figura 6.20 – Caso 3 - Modelamento do Sistema Elétrico Equivalente com BC. | 80 |
| Figura 6.21 – Caso 3 - Modelamento do Sistema Elétrico Equivalente com FH e Chave ZVC. | 82 |
| Figura 6.22 – Caso 3 - Simulação 1 - Tensões no BC-01 durante a energização do mesmo. | 84 |
| Figura 6.23 – Caso 3 - Simulação 2 - Correntes transitórias durante a energização do BC-02. | 85 |
| Figura 6.24 – Caso 3 - Simulação 4 - Correntes transitórias durante a energização do FH-02. | 85 |
| Figura 6.25 – Caso 3 - Simulação 6 - Correntes transitórias durante a energização do BC-02. | 86 |
| Figura 6.26 – Caso 4 - Diagrama Unifilar Simplificado. | 88 |
| Figura 6.27 – Caso 4 – Analisador de Energia EMBRASUL, modelo RE6000. | 88 |
| Figura 6.28 – Caso 4 - Gráfico da 1ª medição de potência ativa, reativa e aparente do QD1. | 89 |
| Figura 6.29 – Caso 4 - Gráfico da 1ª medição de THD do QD1. | 89 |
| Figura 6.30 – Caso 4 - Gráfico da 1ª medição de potência ativa, reativa e aparente do QD2. | 90 |
| Figura 6.31 – Caso 4 - Gráfico da 1ª medição de THD do QD2. | 90 |
| Figura 6.32 – Caso 4 - Gráfico da 1ª medição de potência ativa, reativa e aparente do QD3. | 91 |
| Figura 6.33 – Caso 4 - Gráfico da 1ª medição de THD do QD3. | 91 |

| | |
|--|-----|
| Figura 6.34 – Caso 4 - Diagrama Unifilar com os resultados da 1ª Simulação. | 93 |
| Figura 6.35 – Caso 4 - Diagrama Unifilar com os resultados da 2ª Simulação. | 94 |
| Figura 6.36 – Caso 4 - Diagrama Unifilar com os resultados da 3ª Simulação. | 95 |
| Figura 6.37 – Caso 4 - Espectro Harmônico gerado na 3ª Simulação. | 96 |
| Figura 6.38 – Caso 4 - Diagrama Unifilar com os resultados da 4ª Simulação. | 97 |
| Figura 6.39 – Caso 4 - Espectro Harmônico gerado na 3ª Simulação. | 98 |
| Figura 6.40 – Caso 4 - Gráfico da medição de potência ativa, reativa e aparente do QDMT. | 98 |
| Figura 6.41 – Caso 4 - Gráfico da medição de fator de potência trifásico no QDMT. | 99 |
| Figura 6.42 – Caso 4 - Gráfico da 2ª medição de potência ativa, reativa e aparente do QD1. | 99 |
| Figura 6.43 – Caso 4 - Gráfico da 2ª medição de THD do QD1. | 99 |
| Figura 6.44 – Caso 4 - Gráfico da 2ª medição de potência ativa, reativa e aparente do QD2. | 100 |
| Figura 6.45 – Caso 4 - Gráfico da 2ª medição de THD do QD2. | 100 |
| Figura 6.46 – Caso 4 - Gráfico da 2ª medição de potência ativa, reativa e aparente do QD3. | 100 |
| Figura 6.47 – Caso 4 - Gráfico da 2ª medição de THD do QD3. | 101 |
| Figura 6.48 – Caso 5 - Diagrama Unifilar Simplificado. | 102 |
| Figura 6.49 – Caso 5 – Esquemático e Diagrama Unifilar Simplificado. | 103 |
| Figura 6.50 – Caso 5 - Diagrama Unifilar Simplificado. | 104 |
| Figura 6.51 – Caso 5 - Tensão na Barra 1 na 1ª Simulação. | 107 |
| Figura 6.52 – Caso 5 - Frequência na Barra 1 na 1ª Simulação. | 107 |
| Figura 6.53 – Caso 5 - Potências Ativa e Reativa no Gerador Síncrono na 1ª Simulação. | 108 |
| Figura 6.55 – Caso 5 - Tensão na Barra 1 na 2ª Simulação. | 109 |
| Figura 6.56 – Caso 5 - Frequência na Barra 1 na 2ª Simulação. | 110 |
| Figura 6.57 – Caso 5 - Potências Ativa e Reativa no Gerador Síncrono na 2ª Simulação. | 110 |
| Figura 6.58 – Caso 5 – Oscilografia de um evento real de perda de concessionária. | 111 |
| Figura B.1 – Caso 2 - Placa de Dados do Autotransformador. | 130 |
| Figura B.2 – Caso 2 - Placa de Dados do Comutador de Tapes automático sob carga. | 131 |
| Figura B.3 – Caso 2 - Indicador de Posição dos Tapes. | 131 |
| Figura B.4 – Caso 2 - Parâmetros de Controle do Regulador de Tensão. | 132 |
| Figura C.1 – Caso 5 - Modelo Matemático do Gerador Síncrono. | 133 |
| Figura C.2 – Caso 5 - Modelo Matemático do Regulador de Velocidade. | 134 |
| Figura C.3 – Caso 5 - Modelo Matemático do Regulador de Tensão. | 135 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|-----|
| Tabela 1.1 – Categorias e características dos distúrbios relacionados a QEE [1] e [6]. | 11 |
| Tabela 2.1 – Conseqüências de Afundamentos de Tensão [11] e [17]. | 18 |
| Tabela 2.2 – Comparação Fatores de Redução Teórico e K2 da WEG. | 25 |
| Tabela 4.1 – Ordem, frequência e sequência dos harmônicos [32]. | 35 |
| Tabela 4.2 – Terminologias conforme o Módulo 8 do PRODIST [7]. | 40 |
| Tabela 4.3 – Limites DTT, conforme Módulo 8 do PRODIST [7]. | 42 |
| Tabela 4.4 – Limites THD, conforme IEEE 519 [35]. | 42 |
| Tabela 4.5 – Limites TDD para sistemas $120\text{ V} \leq V_n < 69\text{ kV}$, conforme IEEE 519 [35]. | 43 |
| Tabela 4.6 – Limites TDD de sistemas $69\text{ kV} \leq V_n < 161\text{ kV}$, conforme IEEE 519 [35]. | 44 |
| Tabela 4.7 – Limites TDD para sistemas $V_n > 161\text{ kV}$, conforme IEEE 519 [35]. | 44 |
| Tabela 6.1 – Caso 1 – Ajustes da função ANSI 48 dos relés de proteção. | 69 |
| Tabela 6.2 – Caso 2 - Resumo dos testes realizados. | 77 |
| Tabela 6.3 – Caso 3 - Dados Elétricos da Carga Equivalente da Barra A. | 81 |
| Tabela 6.4 – Caso 3 - Dados Elétricos da Carga Equivalente da Barra A. | 83 |
| Tabela 6.5 – Caso 3 - Resultados das Simulações. | 83 |
| Tabela 6.6 – Caso 4 - Potências Médias Leq_QD1 , Leq_QD2 e Leq_QD3 . | 92 |
| Tabela 6.7 – Caso 4 - Espectros das Correntes Harmônicas medidos nos QD1, QD2 e QD3. | 92 |
| Tabela 6.8 – Caso 4 - Potências Médias Leq_QD1 , Leq_QD2 e Leq_QD3 . | 94 |
| Tabela 6.9 – Caso 4 - Resumo dos resultados simulados e das medições realizadas. | 101 |
| Tabela 6.10 – Caso 4 - Resumo dos resultados simulados e das medições realizadas. | 101 |
| Tabela 6.11 – Caso 5 - Dados básicos do gerador síncrono. | 105 |
| Tabela 6.12 – Caso 5 - Ajustes da função df/dt do relé de proteção da Barra 1. | 106 |
| Tabela 6.13 – Caso 5 - Sequência de eventos da 1ª simulação. | 106 |
| Tabela 6.14 – Caso 5 - Sequência de eventos da 2ª simulação. | 108 |
| Tabela A.1 – Caso 1 - Dados das Fontes de Energia. | 124 |
| Tabela A.2 – Caso 1 - Dados dos Cabos de Força. | 124 |
| Tabela A.3 – Caso 1 - Dados de Placa do Transformador T03. | 124 |
| Tabela A.4 – Caso 1 - Dados de Placa dos Transformadores T01 e T02. | 125 |
| Tabela A.5 – Caso 1 - Dados dos Motores Principal e Reserva do Soprador. | 126 |
| Tabela A.6 – Caso 1 - Dados Curva Conjugado Motores Principal e Reserva do Soprador. | 126 |
| Tabela A.7 – Caso 1 - Dados da Carga do Soprador. | 127 |
| Tabela A.8 – Caso 1 - Dados da Curva de Conjugado Resistente da Carga do Soprador. | 127 |
| Tabela A.9 – Caso 1 - Dados da Carga Equivalente de 6,9kV. | 127 |
| Tabela A.10 – Caso 1 - Cálculo do Tempo de Aceleração do Motor Principal do Soprador. | 128 |
| Tabela A.11 – Caso 1 - Cálculo do Tempo de Aceleração do Motor Reserva do Soprador. | 129 |
| Tabela C.1 – Caso 5 - Cargas equivalentes. | 133 |
| Tabela C.2 – Caso 5 - Parâmetros modelamento matemático do gerador síncrono. | 134 |
| Tabela C.3 – Caso 5 - Parâmetros utilizados no modelo do regulador de velocidade. | 134 |
| Tabela C.4 – Caso 5 - Parâmetros utilizados no modelo do regulador de tensão. | 135 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI – American National Standards Institute
ATPDraw – Alternative Transient Program
AVR – Automatic Voltage Relay
BC – Banco de Capacitores
EPRI – Electric Power Research Institute
FH – Filtro Harmônico
GD – Geração Distribuída
IEC – International Electrotechnical Commission
IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers
INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética
LD – Linha de Distribuição
NBR – Norma Brasileira Regulamentadora
ONS – Operador Nacional do Sistema
PCC – Point of Common Coupling
PCH – Pequena Central Hidrelétrica
PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PTW – Power Tools for Windows
QEE – Qualidade da Energia Elétrica
EFICAZ – Root Mean Square
ROCOF – Rate of Change of Frequency
RT – Regulador de Tensão
SE – Subestação Elétrica
SEP – Sistema Elétrico de Potência
TDD – Distorção Harmônica Total de Corrente Demanda
THD – Distorção Harmônica Total de Tensão
TRT – Tensão de Restabelecimento Transitória
UPGN – Unidade de Processamento de Gás Natural
UTE – Usina Termoelétrica de Cogeração
ZVC – Zero Voltage Closing

SUMÁRIO

| | |
|--|-------------|
| LISTA DE FIGURAS | V |
| LISTA DE TABELAS | VII |
| LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS | VIII |
| SUMÁRIO | IX |
| CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO | 10 |
| 1.1 RELEVÂNCIA E OBJETIVO | 13 |
| 1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO | 14 |
| CAPÍTULO 2 - AFUNDAMENTOS DE TENSÃO | 16 |
| 2.1 AFUNDAMENTOS DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO | 16 |
| 2.2 VARIAÇÕES DE TENSÃO DE LONGA DURAÇÃO | 25 |
| CAPÍTULO 3 - TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS | 29 |
| 3.1 TRANSITÓRIOS OSCILATÓRIOS DE BAIXA FREQUÊNCIA | 30 |
| CAPÍTULO 4 - HARMÔNICOS | 34 |
| 4.1 ESPECTROS HARMÔNICOS | 37 |
| 4.2 RESSONÂNCIAS SÉRIES E PARALELAS | 38 |
| 4.3 ÍNDICE DE DISTORÇÕES TOTAIS DE HARMÔNICOS | 40 |
| 4.4 PRINCIPAIS MEDIDAS DE MITIGAÇÃO | 44 |
| CAPÍTULO 5 - GERAÇÃO DISTRIBUÍDA | 52 |
| 5.1 COMPORTAMENTO DINÂMICO DE GERADORES SÍNCRONOS | 53 |
| 5.2 TÉCNICAS DE PROTEÇÃO | 55 |
| CAPÍTULO 6 - ESTUDOS DE CASOS REAIS | 58 |
| 6.1 CASO 1 – AFUNDAMENTO DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO | 59 |
| 6.2 CASO 2 – VARIAÇÕES DE TENSÃO DE LONGA DURAÇÃO | 70 |
| 6.3 CASO 3 – TRANSITÓRIOS OSCILATÓRIOS DE BAIXA FREQUÊNCIA | 78 |
| 6.4 CASO 4 – HARMÔNICOS | 87 |
| 6.5 CASO 5 - GERAÇÃO DISTRIBUÍDA | 102 |
| CAPÍTULO 7 - CONCLUSÕES | 113 |
| 7.1 PROPOSTAS DE CONTINUIDADE | 115 |
| 7.2 PUBLICAÇÕES DECORRENTES | 116 |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 117 |
| ANEXOS | 124 |
| ANEXO A.1 - TABELAS DE DADOS ESTUDO DE CASO 1 | 124 |
| ANEXO A.2 – TABELAS DE CÁLCULOS ESTUDO DE CASO 1 | 128 |
| ANEXO B.1 – DADOS ESTUDO DE CASO 2 | 130 |
| ANEXO C.1 – DADOS ESTUDO DE CASO 5 | 133 |

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos de potência (SEP) têm como principal missão gerar, transmitir e disponibilizar a energia elétrica para os consumidores, com confiabilidade, qualidade e custos compatíveis com os requeridos pelos processos e equipamentos.

Com o desenvolvimento tecnológico, principalmente da eletrônica de potência, as concessionárias de energia e os consumidores têm se preocupado cada vez mais com a Qualidade da Energia Elétrica (QEE). Segundo Dugan [1], esta preocupação teve uma maior ênfase a partir do final dos anos 80 e se justifica pelos seguintes motivos:

- Os equipamentos atuais estão sendo fabricados com controles baseados em microprocessadores e dispositivos eletrônicos que são mais sensíveis a certos tipos de fenômenos relacionados à qualidade da energia.
- A crescente busca pela otimização da utilização da energia elétrica tem aumentado a utilização equipamentos e dispositivos que elevam os níveis de distorções de harmônicos do sistema.
- As concessionárias estão sendo mais cobradas em relação a qualidade de energia fornecida, por parte dos consumidores, uma vez que os mesmos estão tendo uma maior conscientização sobre os problemas relacionados com essa qualidade.
- Integração dos processos, na qual a falha de qualquer componente tem consequências muito mais significativas para o sistema elétrico geral.
- O crescente uso de geração distribuída e de fontes alternativas de energia.

Dugan [1] define o termo QEE como qualquer problema manifestado na tensão, corrente ou desvio na frequência que resulte em falha ou operação inadequada no equipamento do consumidor [2], [3], [4] e [5]. Este termo não deve ser aplicado apenas à garantia de que a energia fornecida por uma concessionária esteja dentro de limites pré-estabelecidos, pois atualmente, grande parte dos equipamentos industriais, comerciais ou mesmo residenciais, podem gerar distúrbios no próprio sistema [5]. Estes equipamentos, geralmente instalados para aumentar a produtividade e a eficiência, normalmente são os que mais sofrem com estes fenômenos.

Do ponto de vista das empresas de geração, distribuição e transmissão de energia, a QEE está relacionada principalmente a continuidade e confiabilidade do fornecimento para os consumidores. Para os fabricantes de equipamentos, esta expressão pode ser definida como sendo as características do fornecimento de energia que atendam aos requisitos necessários para que seus equipamentos operem satisfatoriamente. Ao consumidor final interessa o uso contínuo e eficiente do produto/serviço energia elétrica [1] e [5].

De acordo com o IEEE 1159 [6], o termo Qualidade de Energia refere-se a uma ampla variedade de distúrbios, também conhecidos como fenômenos eletromagnéticos, que influenciam as formas de onda de tensão e corrente do sistema elétrico em um determinado momento e local. Na Tabela 1.1, são apresentadas as categorias e características, definidas conforme Dugan [1] e IEEE 1159 [6], dos distúrbios relacionados com a QEE.

Tabela 1.1 – Categorias e características dos distúrbios relacionados a QEE [1] e [6].

| Categoria | Conteúdo Espectral Típico | Duração Típica | Amplitude de Tensão Típica |
|---|----------------------------------|-----------------------|-----------------------------------|
| 1.0 - Transitórios | | | |
| 1.1 - Impulsivo | | | |
| 1.1.1 - Nanosegundo | 5 ns | < 50 ns | |
| 1.1.2 - Microsegundo | 1 μ s | 50 ns – 1 ms | |
| 1.1.3 - Milisegundo | 0,1 ms | > 1 ms | |
| 1.2 - Oscilatórios | | | |
| 1.2.1 - Baixa Frequência | < 5 kHz | 3 - 50 ms | 0,4 pu |
| 1.2.2 - Média Frequência | 5 - 500 kHz | 20 μ s | 0,4 pu |
| 1.2.3 - Alta Frequência | 0,5 - 5 MHz | 5 μ s | 0,4 pu |
| 2.0 - Variações de Tensão de Curta Duração | | | |
| 2.1 - Instantânea | | | |
| 2.1.1 - Interrupção | | 0,5 - 30 ciclos | < 0,1 pu |
| 2.1.2 - Afundamento | | 0,5 - 30 ciclos | 0,1 - 0,9 pu |
| 2.1.3 - Elevação | | 0,5 - 30 ciclos | 1,1 - 1,8 pu |
| 2.2 - Momentânea | | | |
| 2.2.1 - Interrupção | | 30 ciclos - 3 s | < 0,1 pu |
| 2.2.2 - Afundamento | | 30 ciclos - 3 s | 0,1 - 0,9 pu |
| 2.2.3 - Elevação | | 30 ciclos - 3 s | 1,1 - 1,4 pu |
| 2.3 - Temporária | | | |
| 2.3.1 - Interrupção | | 3 s - 1 min | < 0,1 pu |
| 2.3.2 - Afundamento | | 3 s - 1 min | 0,1 - 0,9 pu |
| 2.3.3 - Elevação | | 3 s - 1 min | 1,1 - 1,2 pu |
| 3.0 - Variações de Tensão de Longa Duração | | | |
| 3.1 - Interrupção Sustentada | | > 1 min | 0,0 pu |
| 3.2 - Subtensão Sustentada | | > 1 min | 0,8 - 0,9 pu |
| 3.3 - Sobretensão Sustentada | | > 1 min | 1,1 - 1,2 pu |
| 4.0 - Desequilíbrio de Tensão | | | |
| | | Regime permanente | 0,5 - 2% |
| 5.0 - Distorções de Forma de Onda | | | |
| 5.1 - Nível CC | | Regime permanente | 0 - 0,1% |
| 5.2 - Harmônicos | Ordem 0 - 100 | Regime permanente | 0 - 20% |
| 5.3 - Inter-harmônicos | 0 - 6 kHz | Regime permanente | 0 - 2% |
| 5.4 - <i>Notching</i> | | Regime permanente | |
| 5.5 - Ruídos | Faixa ampla | Regime permanente | 0 - 1% |
| 6.0 - Flutuação de Tensão | | | |
| | < 25 Hz | Intermitente | 0,1 - 7% |
| 7.0 - Variação da Frequência do Sistema | | | |
| | | < 10 | |

Diversos países têm trabalhado na definição de um conjunto de normas e recomendações específicas sobre a QEE. No Brasil, o assunto vem sendo tratado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

A ANEEL foi criada em 26 de dezembro de 1996, através da Lei 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997. Iniciou suas atividades em dezembro de 1997, que dentre outras obrigações foi instituída com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Após a realização da Audiência Pública 014/2008, a Resolução Normativa ANEEL nº 345 de 16/12/2008, aprovou os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, contemplando na época 8 módulos distintos, com o objetivo de normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Atualmente, o PRODIST está em sua revisão 9, com vigência iniciada em de 01/01/2018, conforme Resolução Normativa nº 767/2018 de 09/05/2017, sendo composto de 11 módulos:

- Módulo 1 - Introdução
- Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição
- Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição
- Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição
- Módulo 5 - Sistemas de Medição
- Módulo 6 - Informações Requeridas e Obrigações
- Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição
- Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica
- Módulo 9 - Ressarcimento de Danos Elétricos
- Módulo 10 - Sistema de Informação Geográfica Regulatório
- Módulo 11 - Fatura de Energia Elétrica e Informações Suplementares

O Módulo 8 tem como objetivo estabelecer os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica - QEE, abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço. Para a qualidade do produto, este módulo define a terminologia e os indicadores, caracteriza os fenômenos, estabelece os limites ou valores de referência, a metodologia de medição, a gestão das reclamações relativas à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão e os estudos específicos de qualidade da energia

elétrica para fins de acesso aos sistemas de distribuição. Para a qualidade do fornecimento de energia elétrica, este módulo estabelece a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades [7].

1.1 RELEVÂNCIA E OBJETIVO

Atualmente, o Brasil é o nono maior consumidor de energia elétrica do mundo, sendo o setor industrial o seu maior consumidor. Não por acaso, o fornecimento de energia elétrica é um dos serviços que mais desafiam o parque industrial brasileiro. Em alguns ramos de atividade industrial, tais como têxteis, alimentícios, cimenteiras, siderúrgicos, mineradoras e petroquímicos, falhas, mesmo que momentâneas, provocam elevados prejuízos, devido ao mau funcionamento ou paralisações de máquinas, equipamentos, atividades e operações ligadas ao produto [8].

Pesquisas realizadas nos Estados Unidos, patrocinadas pelo Instituto de Pesquisas de Energia Elétrica (Electric Power Research Institute – EPRI), identificaram os três distúrbios de QEE que mais têm afetado os consumidores:

- Afundamentos de tensão, caracterizados como uma redução no valor eficaz da tensão, entre 0,1 e 0,9 pu na tensão nominal.
- Transitórios, caracterizados como eventos momentâneos e indesejáveis que possuem duração máxima na casa de milissegundos.
- Harmônicos, caracterizados como distorções nas formas de onda de tensão e corrente.

Também revelaram que os afundamentos de tensão são os distúrbios de QEE que mais causam problemas aos consumidores sob a forma de interrupção parcial ou total de processos industriais [2], [3], [9] e [10].

No Brasil, o cenário é semelhante e tem sido agravado nos últimos anos à medida que as indústrias, em geral, têm investido em automatização de seus sistemas produtivos, na busca de melhor qualidade e produtividade [3].

Diante deste contexto, o presente trabalho tem como principal objetivo auxiliar os profissionais da área de elétrica, acadêmicos ou não, fornecendo subsídios para análises e pesquisas referentes aos principais problemas de QEE observados em sistemas industriais, através da apresentação das características, causas, impactos e até mesmo algumas medidas

mitigatórias atualmente utilizadas. São apresentados estudos de casos reais, que permitem consolidar de forma prática as referências teóricas descritas neste trabalho.

Seguem os principais problemas de QEE analisados neste trabalho:

- Afundamentos de tensão de curta duração, gerados durante a partida dos motores, pois segundo Mamede Filho [11], os motores elétricos numa instalação industrial consomem em média de 75% da energia demandada e possuem duração entre 0,5 ciclos e 1 minuto.
- As variações de tensão de longa duração, mais especificamente as subtensões e sobretensões sustentadas, por ser comum a construção de indústrias perto da sua principal matéria prima e conseqüentemente em locais isolados, remotos e, em muitos casos, bem distantes da concessionária. Neste caso, a instalação de equipamentos (capacitores e reguladores de tensão) para o controle destas variações se faz necessária.
- Transitórios oscilatórios de baixa frequência, gerados pelas manobras de chaveamento de banco de capacitores, devido à larga utilização destes equipamentos nos sistemas elétricos industriais.
- Harmônicos, uma vez que, atualmente, a utilização de cargas não lineares tem apresentado um aumento significativo nas indústrias, que buscam obter uma maior produtividade e eficiência em seus processos.
- Geração Distribuída, visando principalmente a continuidade e continuidade e confiabilidade dos processos produtivos industriais.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Os tópicos deste trabalho estão estruturados em 7 Capítulos, incluindo este capítulo introdutório, que apresenta a relevância do tema abordado, o objetivo da dissertação e uma breve definição sobre todos os fenômenos elétricos relacionados a qualidade de energia.

Nos quatros capítulos seguintes, são revisados conceitos importantes relacionados aos fenômenos que ocorrem com maior frequência nas indústrias.

No Capítulo 2 são descritos os afundamentos de tensão de curta duração, com o foco de analisar os problemas gerados durante a partida dos motores. Neste capítulo também são analisadas as variações de tensão de longa duração, apresentando os equipamentos mais utilizados (capacitores e reguladores de tensão) para o controle destas variações,

principalmente nos pontos de conexão entre os consumidores e as concessionárias de energia.

A queima de equipamentos durante as manobras de bancos de capacitores é um problema muito comum nas plantas industriais. Neste contexto, o Capítulo 3 apresenta uma síntese dos transitórios oscilatórios de baixa frequência, gerados durante estas manobras, citando procedimentos e técnicas disponíveis, que podem ser aplicadas a fim de atenuar as sobretensões e sobrecorrentes transitórias.

Outro fenômeno muito presente nos sistemas elétricos são os harmônicos. Os mesmos são responsáveis por provocar desde o mau funcionamento, perdas elevadas, redução da vida útil e até a queima de equipamentos. O Capítulo 4 se propõe a apresentar as características principais, as fontes geradoras mais comuns, os valores limites recomendados para análise dos níveis de distorções em um determinado sistema e as medidas mitigatórias mais utilizadas.

Com a crescente demanda e com o aumento de cargas críticas de alta tecnologia e relevância, e principalmente devido as novas regulamentações que facilitaram a possibilidade da utilização, as indústrias estão buscando cada vez mais, promover a geração e o armazenamento de energia elétrica local, para garantir uma maior continuidade e confiabilidade em seus processos produtivos. Desta forma, a adoção da geração distribuída tem se expandindo dentro do setor industrial. O Capítulo 5 apresenta de forma sucinta as características gerais sobre o assunto, com enfoque sobre o comportamento dinâmico dos geradores e as principais técnicas de proteção utilizadas para realizar uma atuação imediata, logo após a ocorrência de distúrbios em um sistema elétrico. A eficácia da utilização destas técnicas permite a realização do ilhamento e da rejeição de cargas, se necessário, de forma eficaz, garantindo a estabilidade transitória do sistema.

O Capítulo 6 é dedicado a apresentação e análise de cinco estudos de caso reais, que irão exemplificar os fenômenos descritos nos capítulos anteriores, bem como suas principais causas e impactos. Foram analisadas medições de grandezas elétricas, obtidas através da utilização de analisadores de energia, bem como foram desenvolvidas simulações dos sistemas elétricos em softwares conceituados. Nestes casos, foi possível a comprovação da eficácia das ações realizadas que reduziram ou até mesmo eliminaram os problemas de qualidade de energia nos sistemas industriais analisados.

Finalizando este trabalho, o Capítulo 7 apresenta as considerações finais, com as conclusões gerais, propostas de trabalhos futuros e as publicações decorrentes deste trabalho.

CAPÍTULO 2

AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Os fenômenos de afundamentos de tensão (0,1 a 0,9 pu na tensão nominal) e interrupções são geralmente o resultado de falhas no sistema de energia e ações de comutação para isolar as seções com falha. Eles são caracterizados por variações de tensão eficaz fora da faixa operacional normal de tensões.

Um afundamento de tensão de curta duração é uma redução na tensão eficaz, normalmente causada por falhas no sistema de potência e partida de grandes cargas, como motores. Interrupções momentâneas causam uma perda completa de tensão e são um resultado comum das ações tomadas pelas concessionárias para eliminar falhas transitórias em seus sistemas. Interrupções sustentadas de mais de 1 min são geralmente causadas por falhas permanentes [9].

Em um ambiente industrial, estes eventos podem resultar em custos operacionais substanciais, levando à parada de produção. Estes custos incluem perda de produtividade, custos de trabalho para limpeza da linha e reinício do processo produtivo, danos aos produtos fabricados, redução da qualidade do produto, atrasos em entregas e insatisfação dos consumidores [12].

Serão apresentadas abaixo descrições e características principais sobre os afundamentos de tensão de curta e de longa duração.

2.1 AFUNDAMENTOS DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO

Os afundamentos de tensão de curta duração ou *voltage sags* que são caracterizados por uma redução no valor eficaz da tensão, entre 0,1 e 0,9 pu, na tensão nominal, possuem uma duração entre 0,5 ciclos e 1 minuto. A Norma IEEE std 1159-2009 divide este período em instantâneo (0,5 ciclo a 30 ciclos), momentâneo (30 ciclos a 3 s) e temporário (3 s a 1 min). Já o módulo 8 do PRODIST considera apenas os períodos momentâneo (1 ciclo a 3 s) e temporário (3 s a 3 min) [4], [5], [6], [7], [9] e [13].

Este tipo de distúrbio está associado, principalmente, a curtos-circuitos ocorridos nas redes de distribuição. Porém ele pode também ser causado pela energização de grandes cargas, partida de grandes motores e pela corrente inrush de um transformador [1], [3], [4], [5], [6], [13], [14] e [15].

Conforme informado na introdução, este capítulo tem como foco a análise de afundamentos de tensão de curta duração referentes a eventos de partida de motores de indução, que apesar de serem bastante conhecidos, ainda são problemas, relacionados a QEE, muito comuns e presentes em sistemas industriais.

A Figura 2.1 apresenta um gráfico de uma simulação da variação de tensão durante a partida de um motor de 18 MW em 13,8 kV de uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN).

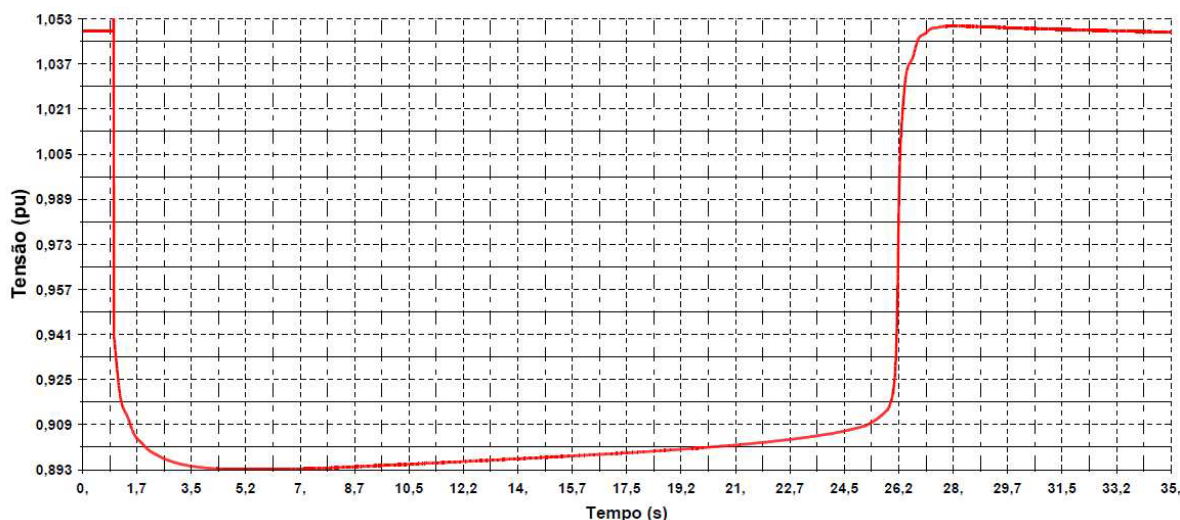


Figura 2.1 – Variação de tensão durante a partida de um motor de 18 MW em 13,8 kV.

Existem diversos métodos e soluções para minimizar os impactos causados pela partida de motores de indução, tais como: partida direta, chave estrela-triângulo, partida por autotransformador, soft-starter, inversores de frequência, que são detalhados nas referências [1], [11], [14], e [16]. No presente trabalho, de modo a analisar o pior caso em relação ao afundamento de tensão, será utilizada a condição de partida direta.

No Estudo de Caso 1, é apresentado um evento real no qual um afundamento de tensão gerado durante a partida de um motor de indução de um soprador provocou a queima do mesmo. Neste caso, demonstrou-se através de simulações e medições que uma alternativa que pode ser utilizada para a mitigação destes afundamentos é aumentar a potência da fonte que alimenta a barra na qual o motor está conectado.

2.1.1 Análise dos Afundamentos de Tensão devido a Partida de Motores de Indução

Durante a partida, os motores elétricos solicitam da rede de alimentação uma corrente de valor elevado, da ordem de seis a dez vezes a sua corrente nominal. Nestas condições, o circuito, que, inicialmente fora projetado para transportar a potência requerida

pelo motor, é solicitado agora pela corrente de acionamento durante um certo período de tempo. Em consequência, o sistema fica submetido a uma queda de tensão muito superior aos limites estabelecidos, podendo provocar sérios distúrbios operacionais nos equipamentos eletrônicos, de comando e proteção, iluminação e no sistema elétrico de uma forma geral [1], [11] e [17], destacando:

- O aumento no tempo de aceleração dos motores. Caso este tempo seja superior ao tempo de rotor bloqueado (tempo máximo de aceleração), estabelecido pelo fabricante em ensaios, pode ocorrer a queima do motor.
- A redução momentânea do conjugado máximo disponível de outros motores em operação que pode provocar sua desaceleração e desligamento.
- O possível desligamento de outros motores pela abertura de seus contatores.
- A atuação de fusíveis ou de relés de proteção contra sobrecarga instantânea se o tempo de aceleração for muito longo.

A Tabela 2.1 fornece os valores percentuais de tensão sob os quais os motores e diversos dispositivos de comando podem operar indevidamente [11] e [17].

Tabela 2.1 – Consequências de Afundamentos de Tensão [11] e [17].

| Tensão em % da Tensão nominal do motor | Consequências |
|--|--|
| 85 | Tensão abaixo da qual os contatores da classe 600V não operam. |
| 76 | Tensão em que os motores de indução e síncronos deixam de operar, quando funcionando a 115% da sua potência nominal. |
| 71 | Tensão em que os motores de indução deixam de operar, quando em funcionamento a plena carga. |
| 67 | Tensão em que os motores síncronos deixam de operar. |

Estes afundamentos de tensão, também conhecidos como quedas de tensão, devido à partida de grandes motores de indução podem ser teoricamente calculados de maneira simplificada e similar às causadas por faltas no sistema.

A Figura 2.2 apresenta o circuito equivalente para partida de motor em um ponto de acoplamento comum (point of common coupling – P_{CC}) [17].

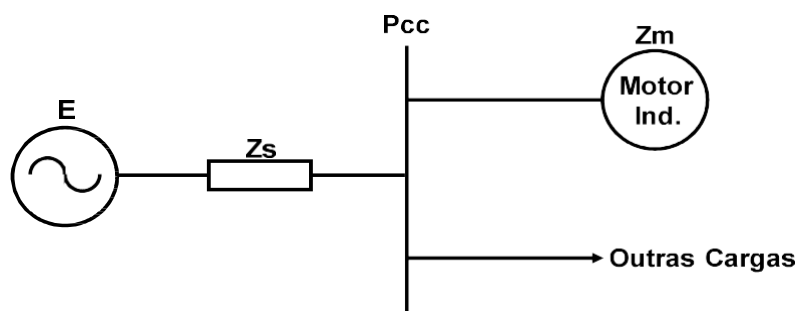


Figura 2.2 – Circuito Equivalente para cálculo simplificado da tensão V_{sag} [17].

A tensão V_{sag} no P_{CC} é dada pela equação:

$$V_{sag} = \frac{Z_m}{Z_s + Z_m} \times E \quad (2.1)$$

Onde:

- E é a tensão da fonte;
- Z_s é a impedância da fonte;
- Z_m é a impedância do motor sob estudo.

Esta equação considera que as impedâncias das outras cargas são muito elevadas quando comparadas à impedância Z_m do motor analisado.

Outras técnicas de cálculo de afundamentos de tensão mais complexas podem ser utilizadas, como o Método das Componentes Simétricas, são descritas nas referências [11], [18] e [19].

As ferramentas computacionais utilizadas para se determinar os parâmetros e as estatísticas dos afundamentos de tensão são bem conhecidas, podendo ser agrupadas em três classes [3]:

- Simulação de forma de onda;
- Simulação dinâmica;
- Simulação de faltas.

A simulação da forma de onda é feita no domínio do tempo a fim de se obter a oscilografia do afundamento de tensão. Normalmente, é utilizado para simulação um programa para cálculo de transitórios eletromagnéticos. Com esta ferramenta pode-se analisar, detalhadamente, os efeitos dinâmicos de geradores e cargas durante a evolução no tempo da forma de onda dos afundamentos de tensão. Essa abordagem trata o afundamento de tensão como um transitório, sendo que as simulações no domínio do tempo determinam o comportamento da forma de onda durante e após a eliminação da falta. As vantagens da simulação da forma de onda são a exatidão dos resultados e o completo fornecimento de informações relativas aos parâmetros do distúrbio, ou seja, intensidade, duração e evolução do valor eficaz em função do tempo. Em relação as desvantagens, pode-se destacar que, as simulações no domínio do tempo envolvem a necessidade de modelos rebuscados do motor e conhecimento adequado dos parâmetros do modelo adotado, bem como uma modelagem adequada dos demais equipamentos do SEP. Normalmente, este trabalho é extremamente complexo e envolve staff com elevado conhecimento de modelagem e simulação [3].

A simulação dinâmica é utilizada para se determinar afundamentos de tensão resultantes de partida de grandes motores, perda de geração e entrada de blocos de carga. As ferramentas utilizadas para este tipo de simulação são as que analisam a estabilidade dinâmica do sistema elétrico ou programas de “midterm stability”. Tais programas utilizam modelagem no domínio da frequência e os resultados são representados como curvas de variações do valor EFICAZ da tensão durante e após o distúrbio [3].

A simulação de faltas é o mais indicado para afundamentos é decorrente de faltas no sistema elétrico, pois fornece a intensidade do afundamento de tensão nas barras de interesse, porém, não possibilita a visualização da evolução do valor EFICAZ durante a falta. Logo, a duração do afundamento de tensão deve ser estimada com base no tipo e ajuste dos relés de proteção envolvidos [3].

Para análise das variações de tensão em regime contínuo de operação, normalmente são consideradas as seguintes diretrizes:

- 95% a 105% da tensão nominal dos painéis em análise, conforme Range A do IEEE Std 141/1993 [20];
- 90% a 110% da tensão nominal nos terminais dos motores elétricos em análise, conforme IEC 60034-1 [21].

Para análise das quedas de tensão durante a partida dos maiores motores, normalmente é considerada uma queda de tensão máxima de 10% nos painéis em análise, devido aos limites operacionais recomendados pelos fabricantes dos principais equipamentos presentes no sistema.

Como critério de avaliação da partida de motores, normalmente a queda de tensão máxima não deve exceder a 15% nos painéis (na base da tensão nominal do sistema) e a 20% nos terminais do motor que parte (na base da tensão nominal do motor). Entretanto, é de fundamental importância a análise do tempo de partida dos motores, para a consolidação destes valores. Maiores detalhes sobre os procedimentos técnicos de análise do tempo de partida, podem ser vistos no Estudo de Caso 1.

2.1.2 Análise do Tempo de Aceleração ou Tempo de Partida dos Motores de Indução

Neste trabalho será analisado um método muito utilizado para o cálculo do tempo de aceleração ou tempo de partida dos motores de indução, desde o repouso ($\omega_1 = 0$), até a sua velocidade nominal ($\omega_2 = \omega$), conhecido como Método da Integração Gráfica.

A Figura 2.3, apresenta um desenho esquemático simplificado de um conjunto, formado por um motor de indução e pela sua respectiva máquina acionada (carga) com acoplamento direto.

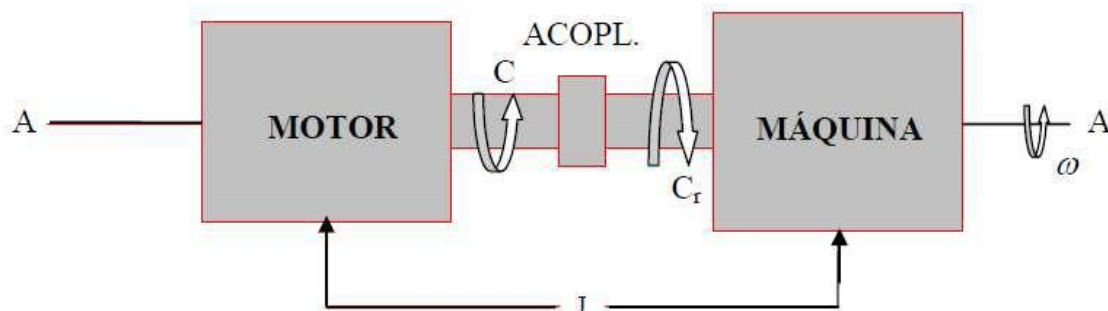


Figura 2.3 – Conjunto motor e máquina com acoplamento direto.

Utilizando este esquemático do conjunto, pode-se obter a seguinte equação

$$C_a = C - C_r = J \frac{d\omega}{dt} \quad (2.2)$$

Onde:

- C_a é o conjugado de aceleração em Nm;
- C é o conjugado do motor em Nm;
- C_r é o conjugado resistente da carga em Nm;
- J é o momento de inércia total em $\text{kg} \cdot \text{m}^2$;
- $d\omega$ é a variação da velocidade do conjunto em rad;
- dt é variação do tempo em s.

Explicitando o tempo dt da Equação (2.2), tem-se

$$dt = J \frac{d\omega}{C_a} = J \frac{d\omega}{C - C_r} \quad (2.3)$$

A integração da Equação (2.3) entre os limites de velocidade ω_1 e ω_2 , correspondentes aos instantes inicial e final do processo de aceleração, nos dará o tempo de partida ou aceleração (t_a) do motor, conforme equação

$$t_a = \int_{\omega_1}^{\omega_2} J \frac{d\omega}{C_a} = \int_{\omega_1}^{\omega_2} J \frac{d\omega}{C - C_r} \quad (2.4)$$

O momento de inércia total do conjunto, J , é uma grandeza constante, pois depende da massa e das dimensões físicas das partes rotativas do conjunto que não se alteram durante a aceleração. Portanto, calcular o tempo de partida (t_a) através da Equação (2.4), se resume, praticamente, em resolver a integral. Analisando esta Equação (2.4), pode-se observar que não há uma solução exata da integral, pois C_a não é uma função integrável

pelos métodos matemáticos convencionais. Desta forma, utiliza-se método da integração gráfica para a determinação de t_a , que consiste nos seguintes passos:

- Representar graficamente a curva característica de conjugado C do motor;
- Representar graficamente a curva característica de conjugado resistente C_r da carga;
- Calcular a diferença entre o C e C_r , obtendo o conjugado de aceleração do conjunto C_a ;
- Marcar pontos sobre a curva C_a , traçando retângulos cujo lado menor é o segmento entre dois pontos contíguos (marcados sobre o eixo das velocidades), e o lado maior é o valor médio do conjugado de aceleração entre os respectivos pontos contíguos.
- O tempo que o motor vai gastar para se acelerar do repouso à velocidade nominal será o somatório dos tempos gastos para ele se acelerar entre dois pontos contíguos, isto é, ter um acréscimo $\Delta\omega$ de velocidade correspondente ao lado menor de cada um dos retângulos. Como nestes intervalos o conjugado de aceleração que se considera é o conjugado médio, que é um valor constante, a Equação (2.4) se transforma na equação

$$t_a = \sum_{i=1}^m \Delta t_i \quad (2.5)$$

Onde:

- m é o número de retângulos sobre a curva C_a ;
- Δt_i é o tempo gasto para o motor se acelerar entre dois pontos contíguos da curva, sendo obtido através da Equação

$$\Delta t_i = J \frac{\Delta\omega_i}{C_{ami}} \quad (2.6)$$

Onde:

- $\Delta\omega_i$ é o incremento de velocidade entre dois pontos contíguos da curva C_a ;
- C_{ami} é o conjugado de aceleração médio (lado maior do retângulo) entre dois pontos contíguos.

Este método de cálculo é bastante preciso e sua precisão será tanto maior quanto maior for o número de pontos que se marque sobre a curva do conjugado de aceleração. Os incrementos $\Delta\omega_i$ não precisam ser iguais.

Na Figura 2.4, é apresentado um exemplo da aplicação do método da integração gráfica, sendo a curva azul representando a curva do conjugado do motor com a tensão nominal (V_n) em seus terminais, ou seja, com 100% de V_n , a curva preta representando a curva do conjugado resistente da carga e a curva vermelha representando a curva de aceleração do conjunto.

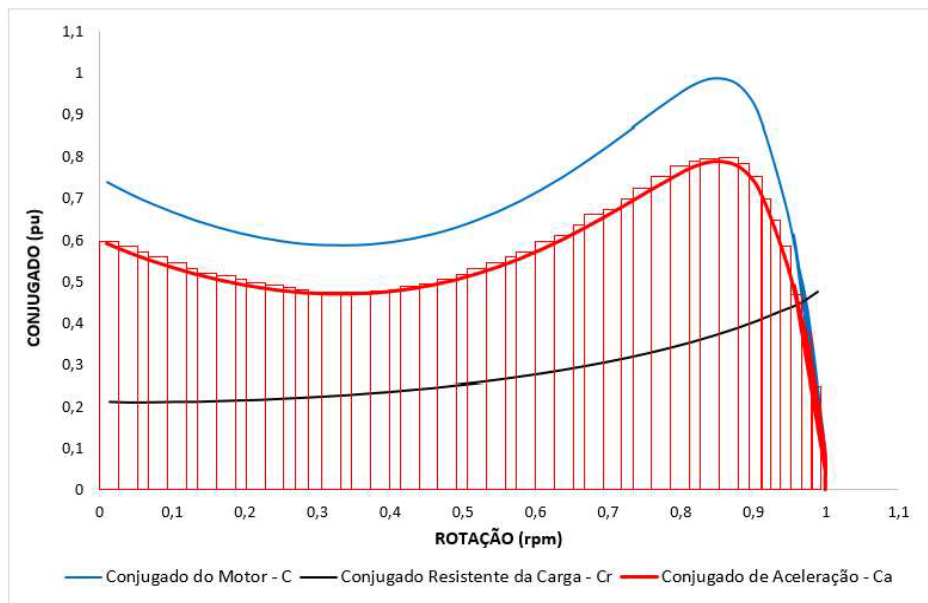


Figura 2.4 – Exemplo Método da Integração Gráfica.

Conforme já mencionado, durante a partida dos motores ocorrem afundamentos de tensão no sistema ao qual os mesmos estão conectados. Desta forma, é de fundamental importância que o tempo de aceleração seja calculado utilizando a curva de conjugado do motor com a tensão resultante do afundamento provocado pela sua partida.

A Figura 2.5, apresenta o diagrama do circuito equivalente do motor de indução.

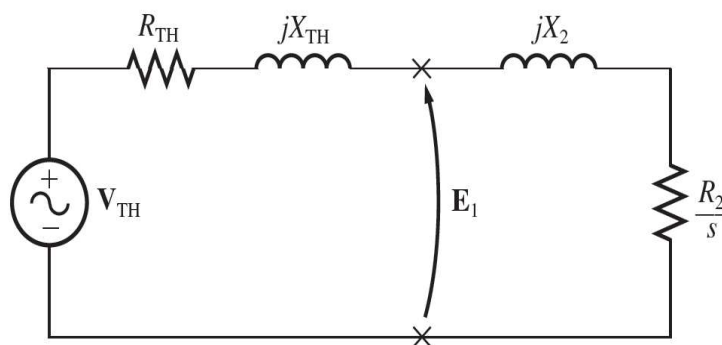


Figura 2.5 – Diagrama do circuito equivalente simplificado resultante do motor de indução.

Onde:

- V_{TH} é a tensão equivalente do sistema em volts;

- R_{TH} é a resistência equivalente do sistema em ohms;
- X_{TH} é a reatância equivalente do sistema em ohms;
- R_2 é a resistência do motor referida em ohms;
- X_2 é a reatância do motor referida em ohms;
- s é o escorregamento do motor;

Através deste circuito equivalente simplificado resultante do motor de indução, pode-se obter a relação teórica entre tensão do sistema (V_{TH}) e o conjugado do motor (C) através da equação, obtida e detalhada na referência [22],

$$C = \frac{3V_{TH}^2 \frac{R_2}{s}}{\omega_{sinc} \left[\left(R_{TH} + \frac{R_2}{s} \right)^2 + (X_{TH} + X_2)^2 \right]} \quad (2.7)$$

Onde:

- C é o conjugado do motor em Nm;
- ω_{sinc} é a velocidade síncrona do motor em rpm.

Desta forma, pode-se considerar que teoricamente, o conjugado do motor varia com o quadrado da tensão do sistema.

Utilizando o exemplo da Figura 4, porém apresentando o impacto da variação de tensão na curva de conjugado do motor, tem-se a curva azul representando a curva do conjugado do motor com 100% da tensão nominal (V_n), a curva preta representando a curva do conjugado resistente da carga, que não sofreu alteração e a curva verde representando a curva do motor com 80% V_n , plotadas no gráfico da Figura 2.6.

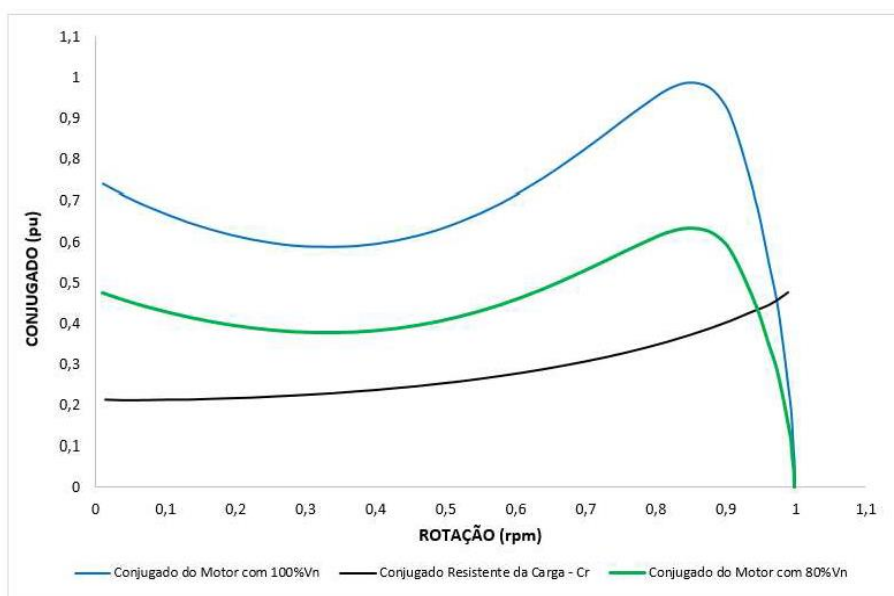


Figura 2.6 – Conjugado com 100% e 80% de V_n e Máquina com acoplamento direto.

Na prática, alguns fabricantes de motores utilizam fatores para a correção do conjugado e da corrente de partida, ou invés da relação teórica apresentada anteriormente. No guia da especificação de motores da WEG [23], é informado que para os motores que partirem com uma tensão menor que a tensão nominal, a corrente e o conjugado de partida devem ser multiplicados pelos fatores K_1 (fator de multiplicação da corrente) e K_2 (fator de multiplicação do conjugado) obtidos no gráfico da Figura 2.7.

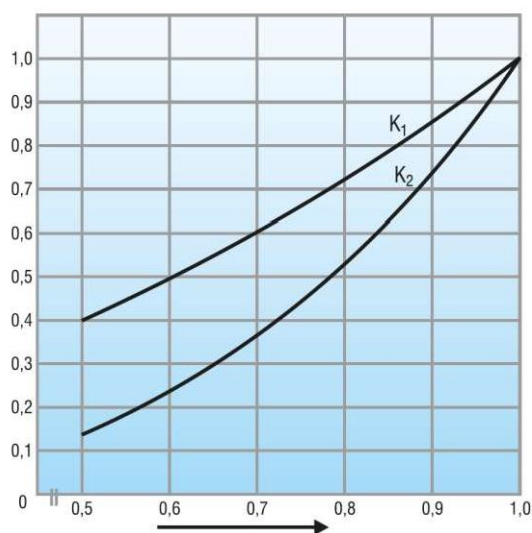


Figura 2.7 – Fatores de redução K_1 e K_2 dos motores WEG [23].

Na Tabela 2.2, apresenta-se uma comparação entre o fator de redução teórico e o fator K_2 obtido no gráfico da Figura 2.7, considerando três afundamentos de tensão de 80%, 65% e 50%, em relação a tensão nominal (V_n). Pode-se observar que o valor de redução teórica é bem menor do que o valor obtido no gráfico, o que implica em um conjugado de partida dos motores inferior. Desta forma, recomenda-se solicitar ao fabricante do motor os fatores de redução, antes da realização do cálculo do tempo de aceleração.

Tabela 2.2 – Comparação Fatores de Redução Teórico e K_2 da WEG.

| Afundamento de Tensão (% V_n) | Fator de Redução Teórico | Fator de Redução K_2 WEG |
|-------------------------------------|-----------------------------|-------------------------------|
| 80 | 0,64 | 0,52 |
| 65 | 0,42 | 0,30 |
| 50 | 0,25 | 0,14 |

2.2 VARIAÇÕES DE TENSÃO DE LONGA DURAÇÃO

Um dos maiores desafios das concessionárias de energia elétrica na atualidade é atender os consumidores finais com níveis de tensão considerados adequados pelo Módulo

8 do PRODIST [7], ou seja, valores dentro de uma faixa entre 95% a 105% da tensão nominal.

As variações de tensão de longa duração podem ser caracterizadas como desvios que ocorrem, no valor eficaz da tensão, na frequência do sistema, com duração maior que 1 minuto. A Figura 2.8 exemplifica as variações de tensão de longa duração.

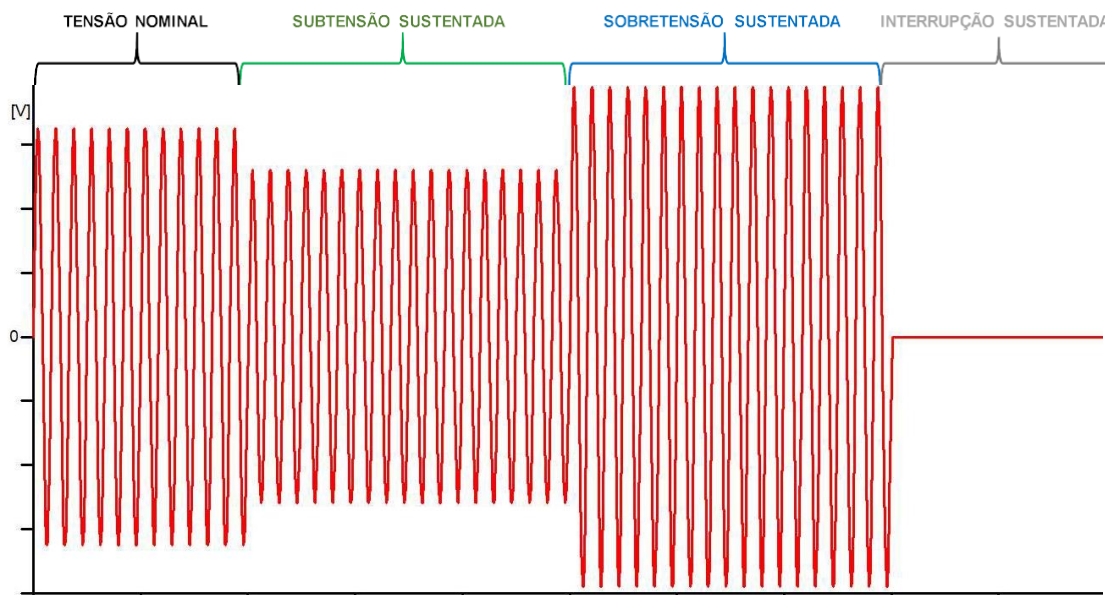


Figura 2.8 – Exemplos de variações de tensão de longa duração.

Estas variações de tensão podem se dar como interrupções (0 pu), subtensões (0,8 a 0,9 pu) ou sobretensões (1,1 a 1,2 pu) sustentadas. Todas elas são, geralmente, causadas por variações de carga e operações de chaveamento no sistema, sendo consideravelmente agravadas em função do comprimento das linhas de distribuição (LD's) entre as subestações das concessionárias e os respectivos consumidores finais [6], [7], [4], [5] e [13].

Para se fazer a regulação de tensão em subestações ou em LD's, os equipamentos mais usados são os capacitores e os reguladores de tensão.

Os capacitores podem ser instalados em série ou paralelo (Shunt), sendo que a utilização produz a melhoria do fator de potência e conseqüentemente melhoria da tensão. Normalmente são estáticos, ou seja, ficam normalmente energizados, independentemente do nível de controle de tensão desejado para o sistema em dado momento. Existem também os bancos de capacitores chaveados, que podem ser energizados parcialmente, de acordo com a necessidade do sistema para o controle de tensão.

O uso de reguladores de tensão nos sistemas de distribuição de energia elétrica teve início a partir dos anos 40 nos países desenvolvidos, principalmente nos Estados Unidos,

em função de sua grande extensão territorial, onde os centros de consumo estão espalhados por vastas áreas. O Brasil apresenta certa similaridade com os Estados Unidos no que se refere ao espaço territorial, no qual também se faz necessária a utilização dos reguladores de tensão. Estes têm grande aceitação por parte das concessionárias, por razões econômicas, de simplicidade e versatilidade. Além disso, atualmente existem vários modelos de reguladores de tensão totalmente fabricados no Brasil [24].

Os reguladores de tensão, são normalmente divididos em 2 tipos: autoboster e autotransformadores de degraus.

Os autoboster são equipamentos monofásicos, porém mais simples, possuindo 4 tapes de 1,5% a 2,5% cada, totalizando uma capacidade de 6% a 10%, tendo a característica de não elevar e abaixar a tensão ao mesmo tempo. Devido a essa característica e ao baixo custo, são normalmente usados em redes de distribuição rurais, em área de baixa densidade de carga, sendo mais usado como elevador de tensão. Convém salientar que esses reguladores de tensão estão em desuso atualmente [24].

Os reguladores de tensão de degraus, são normalmente trifásicos, ligados em estrela aterrada, podendo ser transformadores reguladores (por exemplo: 138/13,8 kV +/- 10%), ou reguladores de tensão (por exemplo: 13,8/13,8 kV +/- 10%), dotados de n degraus ou tapes. São basicamente compostos por um autotransformador com comutação automática de tap, através de um comutador sob carga, conseguindo com isto uma variação na tensão de saída em +/-10% da tensão de alimentação [24]. Os reguladores de tensão, normalmente, possuem um relé regulador de tensão eletrônico ou digital ou AVR (Automatic Voltage Relay), número de função 90 (ANSI). Sua funcionalidade é realizar a troca do tap do transformador assim que a tensão de operação medida ultrapassar o ajuste da referência, podendo realizar a troca do tap tanto para elevação, como para diminuição da tensão [25]. A Figura 2.9 exemplifica o seu princípio de funcionamento.

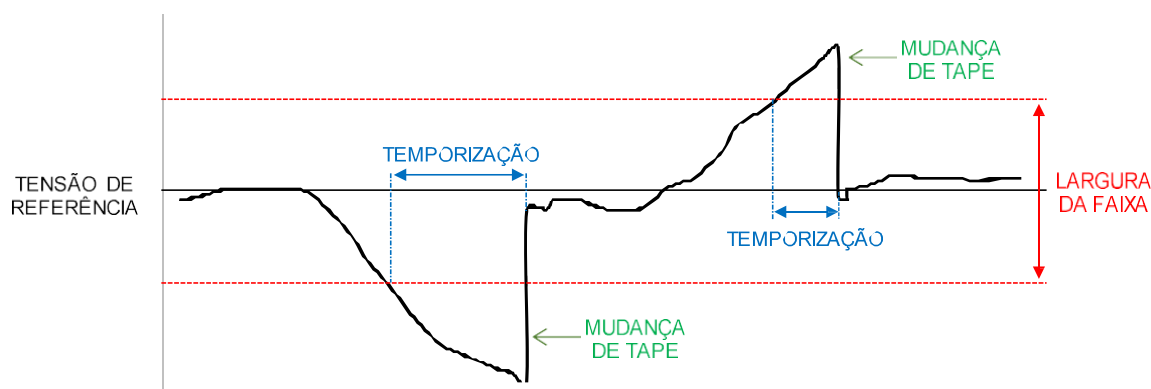


Figura 2.9 – Princípio de funcionamento do AVR ou relé ANSI 90.

No Estudo de Caso 2, é apresentada uma análise dos testes reais realizados em um regulador de tensão, instalado na entrada de uma indústria cimenteira, de forma a comprovar a importância da utilização deste equipamento, bem como sua eficácia na redução dos impactos das variações de tensão de longa duração.

Apresentou-se neste capítulo, que os afundamentos de tensão de curta duração podem ser associados à partida de motores, e como calcular o tempo de aceleração de motores de indução através do método da Integração Gráfica. Descreveu-se também que a instalação de equipamentos, tais como banco de capacitores ou reguladores de tensão, se fazem necessários para o controle das variações de tensão de longa duração.

CAPÍTULO 3

TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS

O termo transitório tem sido aplicado à análise das variações do sistema de energia para denotar um evento que é momentâneo e indesejável. De outra forma, entende-se por transitórios eletromagnéticos as manifestações ou respostas elétricas locais ou nas adjacências, oriundas de alterações súbitas nas condições operacionais de um sistema de energia elétrica [1] [4], [5], [13] e [26].

Os sistemas elétricos industriais estão sujeitos a inúmeros fenômenos transitórios, variando desde as oscilações eletromecânicas (baixas frequências) até as rápidas variações de tensões e correntes causadas por chaveamentos ou mudanças bruscas de estado. Geralmente, a duração de um transitório é muito pequena, mas de grande importância, uma vez que os equipamentos presentes nos sistemas elétricos podem estar submetidos a grandes solicitações de tensão e/ou corrente. Os fenômenos transitórios podem ser classificados em dois grupos, os chamados transitórios impulsivos e os transitórios oscilatórios [27].

Um transitório impulsivo é refletido nas formas de ondas da tensão e/ou corrente, sendo unidirecional na sua polaridade (primeiramente positivo ou negativo). Normalmente são causados por descargas atmosféricas com frequências bastante diferentes daquela da rede elétrica. Os transitórios impulsivos podem ser divididos em três categorias: nanossegundo (5 ns e duração típica menor que 50 ns), microssegundo (1 μ s e duração entre 50 ns e 1 ms) e milissegundo (0,1 ms e duração maior que 0,1 ms) [1] [4], [5], [13], [26] e [27].

Um transitório oscilatório é refletido nas formas de ondas da tensão e/ou corrente, em que as mesmas incluem valores de polaridade positivos ou negativos e são caracterizados pelo seu conteúdo espectral (frequência predominante), duração e magnitude da tensão. Normalmente são causados por manobras de bancos de capacitores, energização de transformadores, chaveamento de disjuntores para eliminação de faltas ou associados com a ferroressonância. Os transitórios oscilatórios podem ser divididos em três categorias: baixa frequência (menor que 5 kHz e duração de 0,3 a 50 ms), média frequência (5 a 500 kHz e duração de 20 μ s) e alta frequência (0,5 a 5 MHz e duração de 5 μ s). [1] [4], [5], [13], [26] e [27].

Conforme informado na introdução, este capítulo tem como foco a análise de transitórios oscilatórios de baixa frequência, uma vez que são gerados, normalmente, a partir de manobras de bancos de capacitores, que são muito utilizados nas indústrias para a solução de diversos problemas, tais como controle e regulação de tensão, redução de perdas e a correção do fator de potência.

3.1 TRANSITÓRIOS OSCILATÓRIOS DE BAIXA FREQUÊNCIA

Durante a energização de um banco, os capacitores se comportam como um curto-circuito para o sistema. Isto faz com que, após o fechamento do disjuntor, sejam geradas tensões e correntes transitórias de elevada magnitude e baixa frequência de oscilação. Estas tensões e correntes podem impor severos danos ao próprio banco de capacitores (BC), bem como aos demais equipamentos da planta. Os valores atingidos nestes transitórios eletromagnéticos, bem como a sua duração, dependem do instante em que o banco é chaveado (em relação à onda de tensão), das capacitâncias e indutâncias existentes nos circuitos envolvidos, da carga inicial dos capacitores no instante da energização e dos amortecimentos produzidos pelas resistências dos circuitos [28].

As sobretensões transitórias geradas, durante a energização dos BC's, podem alcançar, teoricamente, o valor máximo fase-terra de até 2 pu do valor de pico fase-neutro, podendo ser amplificadas em BC's remotos, devido à natureza oscilatória do circuito acoplado (efeito back-to-back), que podem atingir níveis de 3 pu a 4 pu [1] [4], [5], [13], [26] e [29]. A Figura 3.1 apresenta o gráfico da tensão transitória gerada durante uma simulação de energização de um BC real de 12,7 MVAR na tensão de 13,8 kV.

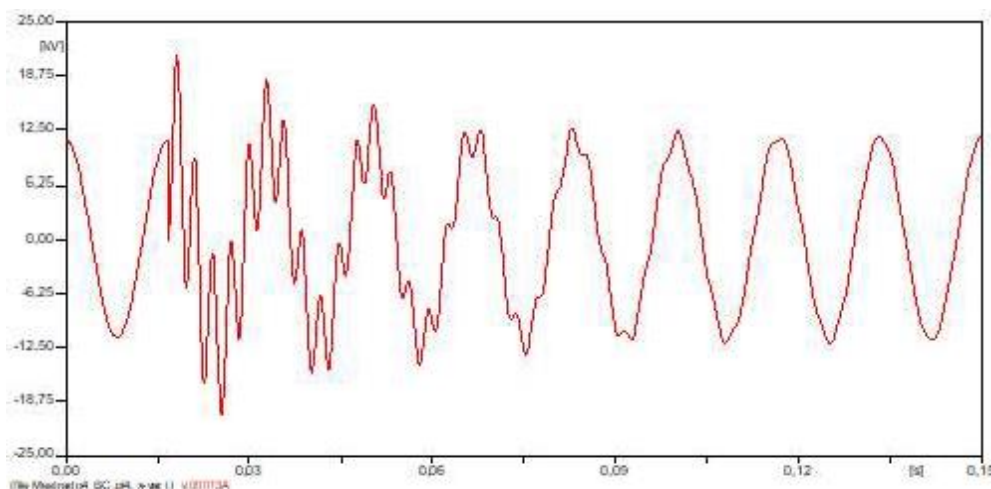


Figura 3.1 – Tensão transitória durante a energização de um BC.

Fabricantes de inversores de frequência e de equipamentos eletrônicos recomendam que o valor máximo destas sobretensões transitórias seja inferior a 130% da tensão nominal do equipamento [30].

Além das sobretensões, elevados valores de correntes transitórias são gerados durante a energização dos bancos de capacitores, podendo chegar a dezenas de vezes a própria corrente nominal, com duração de milissegundos. Apesar destas sobrecorrentes transitórias serem superiores as correntes nominais, normalmente, elas não provocam grandes danos aos equipamentos, pois a própria reatância do sistema introduz uma limitação e os seus valores são inferiores a suportabilidade dos equipamentos. A Norma NBR 5282 [31], recomenda que os valores das correntes de energização (inrush) dos BC's, sejam no máximo $100 \times I_n$ dos mesmos.

A Figura 3.2 apresenta o gráfico da corrente transitória durante uma simulação de energização de um BC real de 12,7 MVar de 13,8 kV.

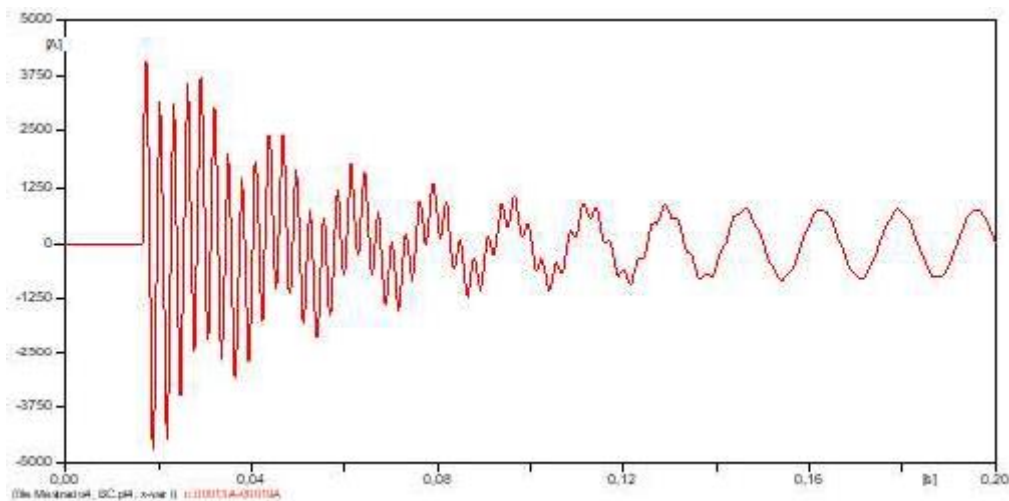


Figura 3.2 – Corrente transitória durante a energização de um BC.

A energização de bancos de capacitores em contraposição (back-to-back), originam correntes transitórias bem superiores em comparação com a energização de um banco único. Nestes casos, a circulação de correntes se processa preferencialmente entre os bancos de capacitores, ficando o sistema praticamente fora das contribuições de corrente. Tem-se um circuito composto basicamente pelos bancos de capacitores, sendo que o(s) banco(s) já em operação possui(em) uma carga armazenada e o banco a ser energizado ainda se encontra descarregado. O valor de pico da corrente pode vir a ser centenas de vezes maior que a própria corrente nominal (I_n) do BC, podendo exceder a corrente de curto-circuito no ponto onde o banco está instalado e a frequência de oscilação pode alcançar valores de até 20 kHz. Por consequência disto, podem ocorrer operações dos relés

de proteção, queima de fusíveis, sobretensões nos transformadores de corrente e falhas internas no próprio banco [28].

A Figura 3.3 apresenta o gráfico da corrente transitória durante uma simulação de energização de um BC real de 12,7 MVar de 13,8 kV, considerando um outro banco idêntico já está operando em regime nominal (back-to-back).

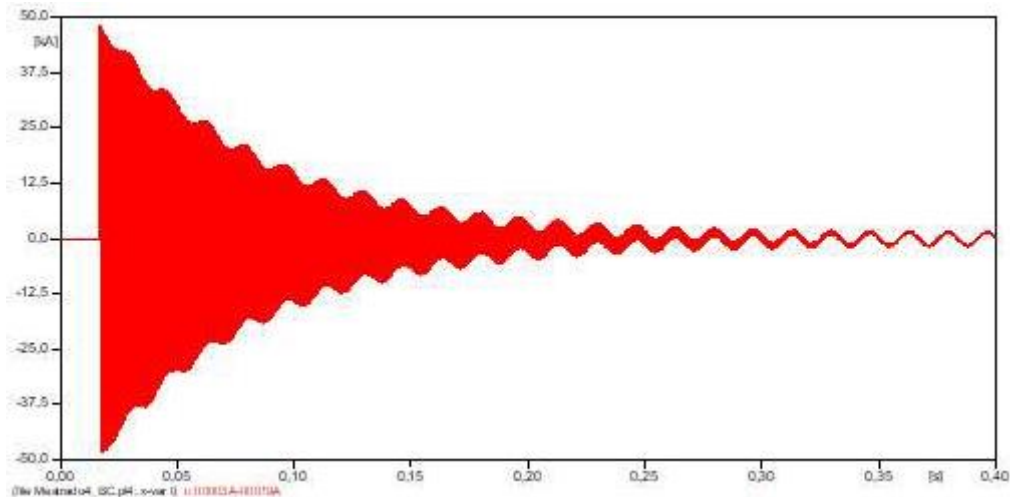


Figura 3.3 – Corrente transitória durante a energização de BC's em back-to-back.

No que concerne as sobretensões originadas pelas manobras de desenergização de bancos de capacitores, essas ocorrem devido ao fenômeno de reignição na abertura dos contatos do disjuntor. Neste caso, surge uma tensão de restabelecimento transitória (TRT) entre os contatos do dispositivo de manobra, com frequência e amplitude elevadas que podem alcançar valores na ordem de 4 pu [28]. A Figura 3.4 apresenta o gráfico da tensão transitória gerada durante uma simulação de desenergização de um banco de capacitor real de 12,7 MVar na tensão de 13,8 kV.

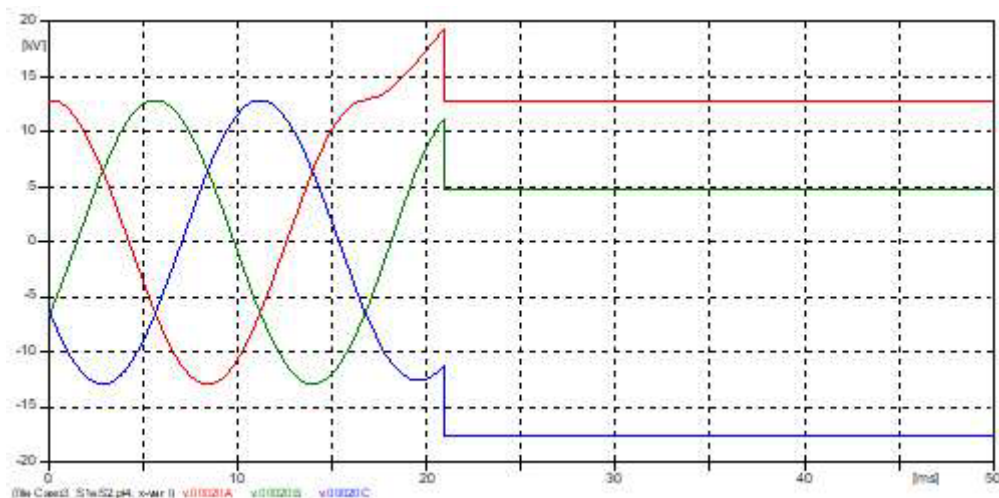


Figura 3.4 – Tensão transitória durante a desenergização de um BC.

Um procedimento comum para limitar a magnitude da tensão e da corrente transitória é transformar os bancos de capacitores, utilizados para corrigir o fator de potência, em filtros harmônicos. Uma indutância em série com o capacitor reduzirá a tensão e a corrente transitória na barra a níveis aceitáveis [26]. Várias outras técnicas disponíveis, também podem ser aplicadas a fim de atenuar as sobretensões e sobrecorrentes transitórias durante o chaveamento dos bancos de capacitores, as quais incluem pré-inserção de indutores / resistores de inrush em série com os capacitores e controle de fechamento síncrono das chaves seccionadoras e dos disjuntores [29].

Dentre os principais equipamentos de proteção contra sobretensões transitórias podem ser citados: supressores de surto, como varistores, centelhadores; capacitores de surto, diodos tipo Zener; transformadores isoladores; filtros passa baixa; para-raios ZnO.

No Estudo de Caso 3, são apresentados os resultados das análises de três alternativas para a mitigação dos transitórios eletromagnéticos gerados durante o chaveamento de bancos de capacitores em um sistema elétrico de uma planta industrial de um Terminal Integrador Portuário. Foram realizadas 12 simulações utilizando o programa ATPDraw, incluindo as manobras de energização e desenergização dos bancos de capacitores.

CAPÍTULO 4

HARMÔNICOS

Os harmônicos são tensões ou correntes senoidais com frequências que são múltiplos inteiros da frequência na qual o sistema de alimentação está projetado para operar (chamada de frequência fundamental, no Brasil 60 Hz). Os harmônicos combinam-se com a tensão ou corrente fundamental, e produzem distorção na forma de onda. A distorção harmônica é causada por dispositivos e cargas não lineares no sistema de potência. Um dispositivo não linear é aquele em que a corrente não é proporcional à tensão aplicada. [1], [2], [4], [5], [6], [7], [13], [32], [33] e [34].

Estes dispositivos e cargas não lineares são, em geral, equipamentos contendo circuitos magnéticos saturados (transformadores e máquinas elétricas rotativas), fornos elétricos a arco, sistemas de acionamento controlados por pontes retificadoras e inversoras, conversores de frequência AC/DC/AC e outros [33].

Em aplicações industriais, os conversores de frequência são largamente utilizados e geram correntes harmônicas teóricas relacionadas ao número de pulsos com amplitudes que decrescem na proporção inversa à ordem harmônica, que podem ser calculadas por

$$h = kp \pm 1 \quad (4.1)$$

$$a = \frac{1}{h} \quad (4.2)$$

Onde:

- h é a ordem harmônica;
- k são números inteiros 1, 2, 3, etc.;
- p é o número de pulsos do conversor (6, 12, 18, 24 ou 36);
- a é a amplitude teórica da corrente harmônica injetada pelo equipamento em pu.

Fornos a arco são largamente utilizados na indústria siderúrgica e geram correntes com conteúdo harmônico altamente distorcido, que sofrem alterações significativas durante o ciclo, apresentando um caráter bastante aleatório. No espectro liberado por esses equipamentos, verifica-se que os harmônicos de ordem mais baixa prevalecem e que as ordens pares estão presentes.

Durante a energização de transformadores, harmônicos de 2^a, 3^a, 4^a e 5^a ordens são identificados. Porém, por caracterizarem situações transitórias e infrequentes, estes eventos, normalmente, não representam um problema considerável [34].

Os sinais harmônicos são classificados quanto a sua ordem, frequência e sequência (positiva, negativa e zero) conforme indicado na Tabela 4.1 [32].

Tabela 4.1 – Ordem, frequência e sequência dos harmônicos [32].

| Ordem | Frequência (Hz) | Sequência |
|-----------------|-----------------|-----------|
| 1 (fundamental) | 60 | + |
| 2 | 120 | - |
| 3 | 180 | 0 |
| 4 | 240 | + |
| 5 | 300 | - |
| 6 | 360 | 0 |
| n | n*60 | ----- |

Os harmônicos de ordens ímpares são mais comuns de serem encontrados nas instalações elétricas em geral, porém os de ordens pares existem apenas nos casos de ocorrer assimetrias do sinal, devido à presença de alguma componente contínua.

Em relação a sequência, os harmônicos podem ser associados as sequências positiva, negativa ou nula (zero), conforme as características dos efeitos que produzem no sistema.

Harmônicos de sequência positiva provocam, geralmente, perdas e aquecimentos indesejados em condutores, motores, transformadores, e demais equipamentos, por produzirem correntes que somam com a fundamental.

Os harmônicos de sequência negativa, geram fluxos reversos nos equipamentos e provocam um sobreaquecimento considerável nos mesmos. Nos motores, por exemplo, estes harmônicos de sequência negativa fazem os mesmos girar em sentido contrário ao giro produzido pela fundamental, ou seja, atuam freando.

Por sua vez, os harmônicos de sequência nula, zero ou também conhecidas como homopolares, não provocam efeitos no sentido de rotação do motor, porém somam-se algebricamente no condutor de neutro. Isso implica que podem ocorrer situações em que pelo condutor de neutro pode circular uma corrente de terceira ordem que é três vezes maior que a corrente de terceira ordem que percorre o condutor de fase. Com isso ocorrem aquecimentos excessivos do condutor neutro, destruição de bancos de capacitores e demais equipamentos [32].

Os efeitos dos harmônicos em cada equipamento dos sistemas elétricos, são mais detalhados nas referências [1], [2], [32] e [34].

A teoria de Fourier afirma que qualquer onda periódica pode ser decomposta por componentes harmônicos, que são aquelas cuja frequência é múltipla da frequência fundamental [1] e [34]. A Figura 4.1 apresenta graficamente a decomposição de uma onda Resultante da soma da Fundamental (60 Hz) com uma de 3ª ordem (180 Hz).

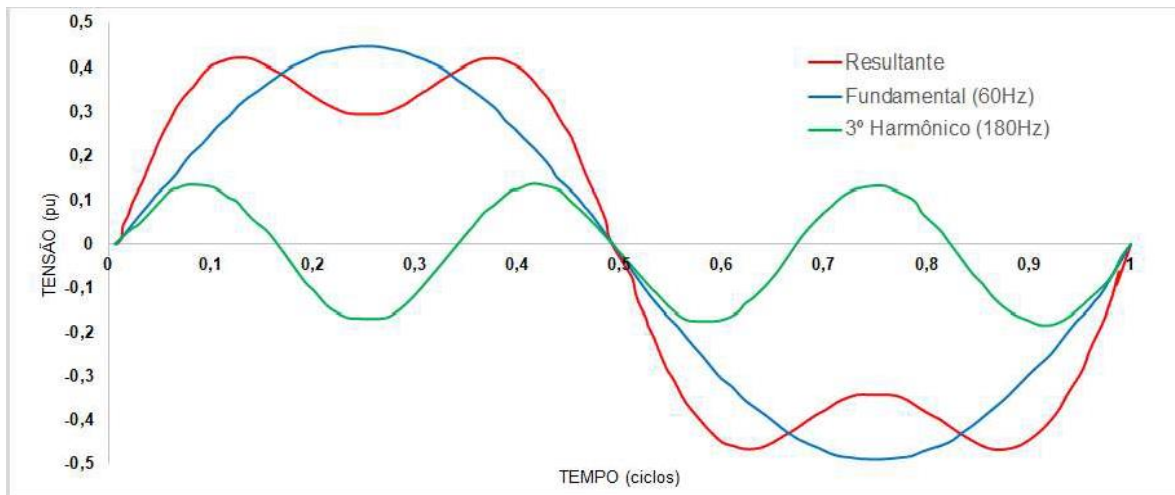


Figura 4.1 – Onda resultante da soma da Fundamental com uma de 3ª ordem.

A Figura 4.2 apresenta graficamente a decomposição de uma onda Resultante da soma da Fundamental (60 Hz) com uma de 3ª ordem (180 Hz) e uma de 5ª ordem (300 Hz).

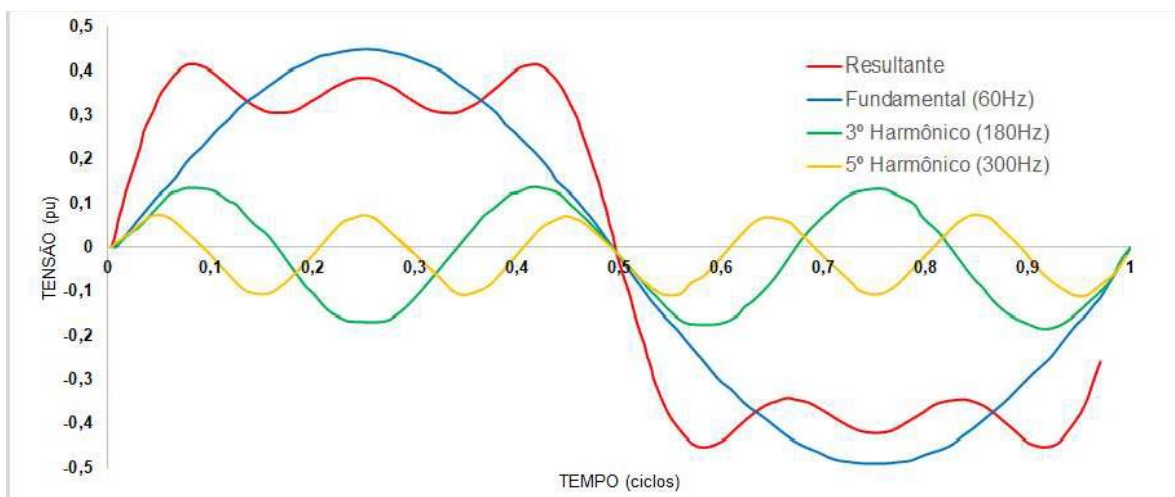


Figura 4.2 – Onda resultante da soma da Fundamental com uma de 3ª e uma de 5ª ordem.

Os problemas gerados referentes aos harmônicos em um sistema, principalmente as sobretensões, podem ser explicados de forma bastante simples através da lei de Ohm, representada pela equação

$$V_h = Z_h \times I_h \quad (4.3)$$

Onde:

- h é a ordem harmônica;

- V_h é a tensão na ordem harmônica “ h ” em Volts;
- Z_h é a impedância equivalente do sistema, obtida a partir da associação das reatâncias indutivas e capacitivas na ordem harmônica “ h ” em Ohms;
- I_h é a corrente na ordem harmônica “ h ” em Amperes.

A partir da Equação (4.3) pode-se observar que V_h é diretamente proporcional a Z_h e a I_h na mesma ordem harmônica. Desta forma, para a correta análise das distorções de harmônicos em um sistema elétrico é de fundamental importância conhecer estes dois parâmetros: impedância equivalente e corrente.

4.1 ESPECTROS HARMÔNICOS

As correntes harmônicas, como informado anteriormente, são geradas pelos dispositivos e cargas não lineares. Neste caso, é imprescindível realizar a medição (caso sejam dispositivos e cargas existentes) ou solicitar aos fabricantes (caso sejam dispositivos e cargas novos) os espectros harmônicos individuais de cada dispositivos e cargas não linear. O espectro harmônico é uma representação gráfica da decomposição de um sinal em seus componentes harmônicos, onde cada barra representa uma ordem (frequência) e o seu valor eficaz. A Figura 4.3 apresenta o espectro harmônico de corrente medido no alimentador de um forno à arco de 1.400 kW em 13,8 kV.

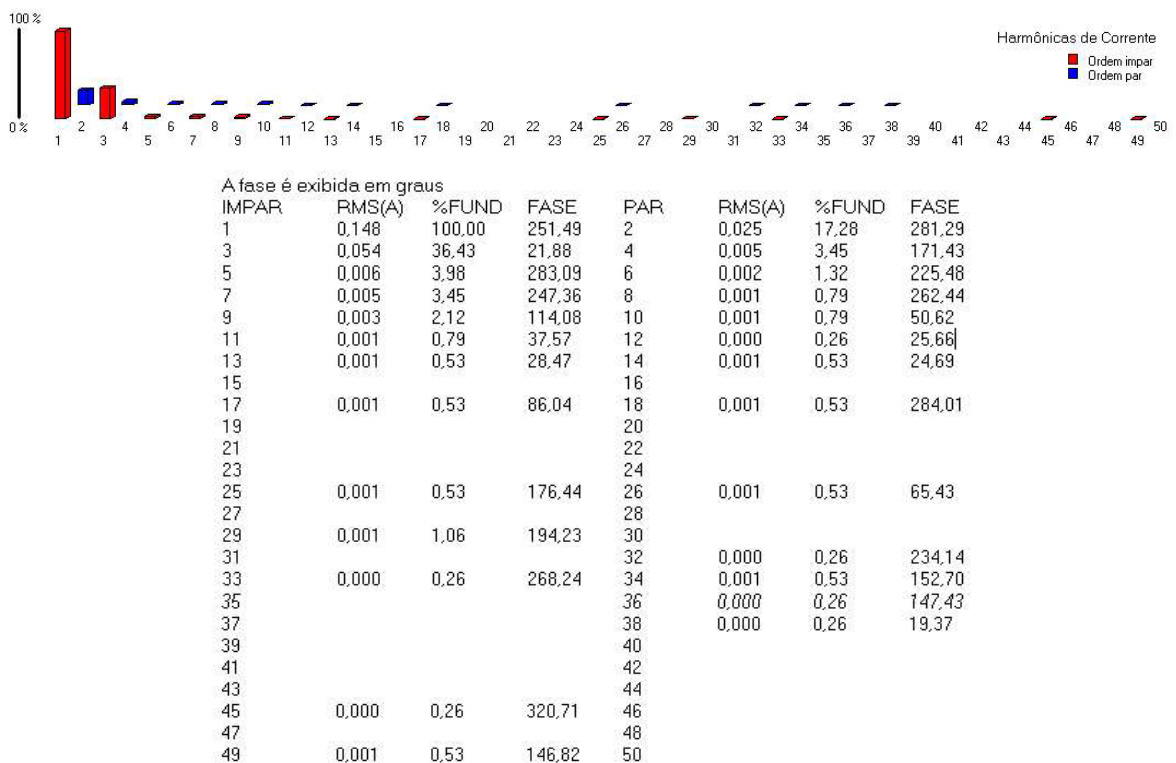


Figura 4.3 – Espectro harmônico de corrente medido no alimentador de um forno à arco.

4.2 RESSONÂNCIAS SÉRIES E PARALELAS

A impedância equivalente Z_h está diretamente relacionada a associação das indutâncias (X_{Lh}) e capacitâncias (X_{Ch}) do sistema elétrico,

$$Z_h = R + jX_{Lh} - jX_{Ch} \quad (4.4)$$

Estas associações podem gerar ressonâncias séries ou paralelas entre estes elementos, quando os valores de X_{Lh} e X_{Ch} são iguais em uma determinada frequência, ou seja,

$$X_{Lh} = X_{Ch} \quad (4.5)$$

Sendo

$$X_{Lh} = 2\pi f_h L \quad (4.6)$$

$$X_{Ch} = \frac{1}{2\pi f_h C} \quad (4.7)$$

Onde:

- f_h é a frequência na ordem harmônica “ h ” em Hz;
- L é a indutância equivalente do sistema em mH;
- C é a capacitância equivalente do sistema em μF .

Substituindo as equações (4.6) e (4.7) na equação (4.5), tem-se:

$$2\pi f_h L = \frac{1}{2\pi f_h C} \quad (4.8)$$

Na primeira alternativa, o capacitor equivalente e o indutor equivalente estão em série com a fonte de harmônicos, conforme Figura 4.4. Neste caso, a Z_h é praticamente nula, fazendo com que a corrente daquela ordem harmônica circule nos equipamentos, o que pode resultar em sobrecarregamento nos mesmos e sobretensões individuais.

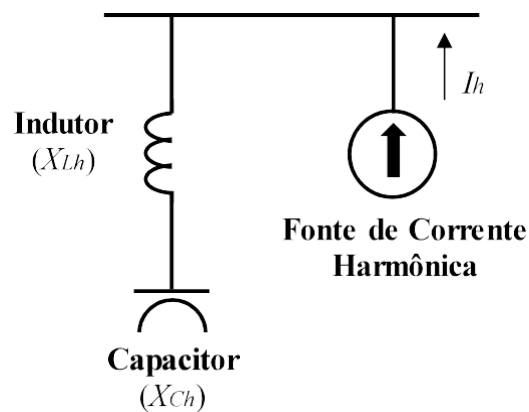


Figura 4.4 – Circuito simplificado da ressonância série.

Na ressonância paralela tem-se o capacitor equivalente e o indutor equivalente em paralelo com a fonte de harmônicos, conforme Figura 4.5. Neste caso, a Z_h é extremamente elevada. Esse fenômeno pode representar um sério problema de qualidade de energia quando esta Z_h for percorrida por uma I_h , mesmo que pequena, de mesma frequência (ordem harmônica “ h ”), fazendo com V_h do sistema se eleve consideravelmente.

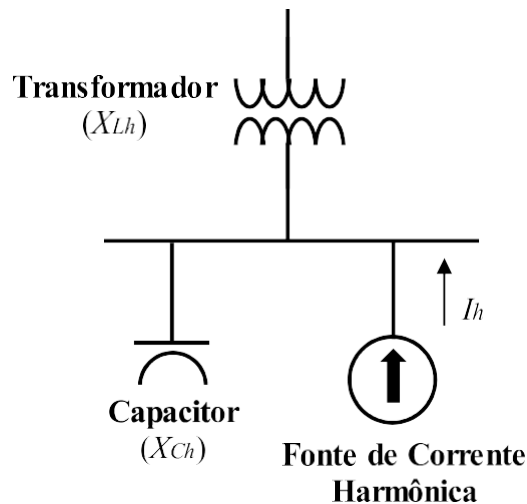


Figura 4.5 – Circuito simplificado da ressonância paralela.

Nos sistemas de potência, é muito comum a utilização de capacitores em paralelo para correção do fator de potência de uma indústria, de forma a evitar multas, uma vez que conforme item 3.2.1 do Módulo 8 do PRODIST [7], para unidade consumidora ou conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 (noventa e dois centésimos) e 1,00 (um) indutivo ou 1,00 (um) e 0,92 (noventa e dois centésimos) capacitivo, de acordo com regulamentação vigente. Entretanto, a inclusão de bancos de capacitores pode provocar uma ressonância paralela em uma das frequências harmônicas presentes no sistema. Desta forma, em sistemas onde existem cargas não-lineares torna-se imprescindível avaliar a frequência de ressonância paralela. Para determinação da frequência de ressonância paralela, quando da instalação de bancos de capacitores, pode-se utilizar a equação

$$f_r = \sqrt{\frac{S_{CC}}{Q_c}} \quad (4.9)$$

Onde:

- f_r é a frequência harmônica da ressonância em Hz;
- S_{CC} é a potência de curto-circuito do sistema em MVA;
- Q_c é a potência do banco de capacitores em MVar.

4.3 INDÍCE DE DISTORÇÕES TOTAIS DE HARMÔNICOS

O índice de distorção total harmônico é uma medida do valor efetivo dos componentes harmônicos de uma forma de onda distorcida. Ou seja, é o valor potencial de aquecimento dos harmônicos em relação ao fundamental. Este índice pode ser calculado para tensão ou corrente, podendo fornecer uma boa ideia de quanto calor extra será obtido quando uma tensão distorcida for aplicada através de uma carga resistiva e podendo dar uma indicação das perdas adicionais causadas pela corrente que flui através de um condutor [1].

O índice de distorção harmônica total é mais usado para descrever a distorção harmônica de tensão e na prática, para a análise dos harmônicos presentes em um sistema elétrico, são utilizados apenas os limites referentes a este índice, não levando em consideração os valores referentes as correntes harmônicas [1].

Distorção Harmônica Total de Tensão (THD ou DTT%)

Para a análise dos harmônicos de tensão presentes em um sistema elétrico, utiliza-se a Distorção Harmônica Total de Tensão [1].

No item 4.2.1 do Módulo 8 do PRODIST [7], são definidas as terminologias aplicáveis ao cálculo das distorções de harmônicos de tensão, conforme Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Terminologias conforme o Módulo 8 do PRODIST [7].

| Identificação da Grandeza | Símbolo |
|---|---------------|
| Distorção harmônica individual de tensão de ordem h | $DIT_h\%$ |
| Distorção harmônica total de tensão | $DTT\%$ |
| Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3 | $DTT_P\%$ |
| Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3 | $DTT_i\%$ |
| Distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3 | $DTT_3\%$ |
| Tensão harmônica de ordem h | V_h |
| Ordem harmônica | h |
| Ordem harmônica máxima | $hmáx$ |
| Ordem harmônica mínima | $hmin$ |
| Tensão fundamental medida | V_1 |
| Valor do indicador $DTT\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas | $DTT_{95\%}$ |
| Valor do indicador $DTT_P\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas | $DTT_{P95\%}$ |
| Valor do indicador $DTT_i\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas | $DTT_{i95\%}$ |
| Valor do indicador $DTT_3\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas | $DTT_{395\%}$ |

No item 4.2.2 do Módulo 8 do PRODIST [7], são apresentadas as equações para o cálculo das grandezas $DIT_h\%$, $DTT\%$, $DTT_P\%$, $DTT_i\%$ e $DTT_3\%$.

$$DIT_h\% = \frac{V_h}{V_1} \times 100 \quad (4.10)$$

Onde:

- h é a ordem harmônica individual.

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hmáx} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (4.11)$$

Onde:

- h são todas as ordens harmônicas de 2 até $hmáx$;
- $hmáx$ é determinado conforme a classe A ou S.

$$DTT_p\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hp} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (4.12)$$

Onde:

- h são todas as ordens harmônicas pares, não múltiplas de 3 ($h = 2, 4, 8, 10, 14, 16, 20, 22, 26, 28, 32, 34, 38, \dots$);
- hp é a máxima ordem harmônica par, não múltipla de 3.

$$DTT_i\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{hi} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (4.13)$$

Onde:

- h são todas as ordens harmônicas ímpares, não múltiplas de 3 ($h = 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, 29, 31, 35, 37, \dots$);
- hi é a máxima ordem harmônica ímpar, não múltipla de 3.

$$DTT_3\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h3} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (4.14)$$

Onde:

- h são todas as ordens harmônicas múltiplas de 3 ($h = 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 27, 30, 33, 36, 39, \dots$);
- $h3$ é a máxima ordem harmônica múltipla de 3.

O item 4.3.1 do Módulo 8 do PRODIST [7], define os limites que correspondem ao máximo valor desejável a ser observado no sistema de distribuição. Estes limites máximos recomendáveis para distorções totais de harmônicos de tensão são apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Limites *DTT*, conforme Módulo 8 do PRODIST [7].

| Indicador | Tensão Nominal | | |
|----------------------------|---------------------------|--|---|
| | $V_n \leq 1,0 \text{ kV}$ | $1,0 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$ | $69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$ |
| <i>DTT</i> _{95%} | 10,0% | 8,0% | 5,0% |
| <i>DTT</i> _{p95%} | 2,5% | 2,0% | 1,0% |
| <i>DTT</i> _{195%} | 7,5% | 6,0% | 4,0% |
| <i>DTT</i> _{395%} | 6,5% | 5,0% | 30% |

A nomenclatura para a Distorção Harmônica Total de Tensão definida no IEEE 519 [35] é *THD*, sendo calculada pela equação

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_n} \times 100\% \quad (4.15)$$

Onde:

- h é a ordem harmônica;
- *THD* é a Distorção Harmônica Total de Tensão, expressa em porcentagem da tensão fundamental nominal do sistema;
- V_n é a tensão nominal fundamental (eficaz) do sistema em Volts;
- V_h é a componente harmônica individual de tensão de ordem “ h ”, em valor eficaz (eficaz) em Volts.

O item 5.1 do IEEE 519 [35], define os limites recomendáveis para *THD* em um ponto de conexão comum (*PCC*), conforme Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Limites *THD*, conforme IEEE 519 [35].

| Tensão V na Barra no <i>PCC</i> | Harmônico Individual (%) | Distorção Total de Harmônicos <i>THD</i> (%) |
|---|--------------------------|--|
| $V \leq 1 \text{ kV}$ | 5,0 | 8,0 |
| $1 \text{ kV} < V \leq 69 \text{ kV}$ | 3,0 | 5,0 |
| $69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$ | 1,5 | 2,5 |
| $V < 161 \text{ kV}$ | 1,0 | 1,5* |

*Sistemas de alta tensão podem ter até 2,0% de *THD*, onde a causa é um terminal *HVDC* cujos efeitos serão atenuados em pontos da rede onde futuros usuários podem estar conectados.

Distorção Harmônica Total de Corrente Demandada (*TDD*)

Para a análise dos harmônicos de corrente presentes em um sistema elétrico, utiliza-se a Distorção Total Demandada ou Total Demand Distortion [1].

O Módulo 8 do PRODIST não define limites para os valores de distorções harmônicas de corrente.

A nomenclatura para a Distorção Total Demandada definida no IEEE 519 [35] é *TDD*, sendo calculada pela equação

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_L} \times 100\% \quad (4.16)$$

Onde:

- h é a ordem harmônica;
- *TDD* é a Distorção Total Demandada, expressa em porcentagem da máxima corrente demandada do sistema;
- I_L é a máxima corrente demandada do sistema em Amperes;
- I_h é a componente harmônica individual de corrente de ordem “ h ”, em Amperes.

Pode-se observar que a Equação (4.16) é semelhante a Equação (4.15), porém os itens 5.2, 5.3 e 5.4 do IEEE 519 [35], definem os limites recomendáveis para *TDD* em um ponto de conexão comum (*PCC*), em função dos níveis de tensão do sistema, sendo:

- *Sistemas com tensões nominais (V_n) entre 120 V e 69 kV,*
- *Sistemas com tensões entre 69 kV e 161 kV*
- *Sistemas com tensões acima de 161 kV.*

Além de dividir por níveis de tensão, nestes itens o IEEE 519 [35] recomenda que o valor da I_L no *PCC*, deve ser calculada como a soma das correntes, correspondentes à demanda máxima, durante cada um dos doze meses anteriores, divididos por doze. Desta forma, pode-se verificar que os limites de *TDD* no *PCC*, são definidos pelo IEEE 519 [35] em função dos níveis de V_n , e da relação de divisão entre a corrente de curto-circuito máxima (I_{SC}) e do valor considerado para a I_L .

Na Tabela 4.5 são apresentados os limites de *TDD* no *PCC*, para sistemas com $120 \text{ V} \leq V_n < 69 \text{ kV}$, conforme IEEE 519 [35].

Tabela 4.5 – Limites *TDD* para sistemas $120 \text{ V} \leq V_n < 69 \text{ kV}$, conforme IEEE 519 [35].

| Máxima Distorção de Corrente Harmônica em percentual da I_L | | | | | | |
|---|-----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------|
| Ordem Harmônica Individual (Harmônicos Ímpares) | | | | | | |
| ISC/ I_L | $3 \leq h < 11$ | $11 \leq h < 17$ | $17 \leq h < 23$ | $23 \leq h < 35$ | $35 \leq h < 50$ | TDD |
| < 20 | 4,0 | 2,0 | 1,5 | 0,6 | 0,3 | 5,0 |
| 20 < 50 | 7,0 | 3,5 | 2,5 | 1,0 | 0,5 | 8,0 |
| 50 < 100 | 10,0 | 4,5 | 4,0 | 1,5 | 0,7 | 12,0 |
| 100 < 1000 | 12,0 | 5,5 | 5,0 | 2,0 | 1,0 | 15,0 |
| > 1000 | 15,0 | 7,0 | 6,0 | 2,5 | 1,4 | 20,0 |

Na Tabela 4.6 são apresentados os limites de *TDD* no *PCC*, para sistemas com 69 kV $\leq V_n \leq 161$ kV.

Tabela 4.6 – Limites *TDD* de sistemas 69 kV $\leq V_n < 161$ kV, conforme IEEE 519 [35].

| Máxima Distorção de Corrente Harmônica em percentual da I_L | | | | | | |
|---|-----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------|
| Ordem Harmônica Individual (Harmônicos Ímpares) | | | | | | |
| ISC/ I_L | $3 \leq h < 11$ | $11 \leq h < 17$ | $17 \leq h < 23$ | $23 \leq h < 35$ | $35 \leq h < 50$ | TDD |
| < 20 | 2,0 | 1,0 | 0,75 | 0,3 | 0,15 | 2,5 |
| 20 < 50 | 3,5 | 1,75 | 1,25 | 0,5 | 0,25 | 4,0 |
| 50 < 100 | 5,0 | 2,25 | 2,0 | 0,75 | 0,35 | 6,0 |
| 100 < 1000 | 6,0 | 2,75 | 2,5 | 1,0 | 0,5 | 7,5 |
| > 1000 | 7,5 | 3,5 | 3,0 | 1,25 | 0,7 | 10,0 |

Na Tabela 4.7 são apresentados os limites de *TDD* no *PCC*, para sistemas com $V_n > 161$ kV.

Tabela 4.7 – Limites *TDD* para sistemas $V_n > 161$ kV, conforme IEEE 519 [35].

| Máxima Distorção de Corrente Harmônica em percentual da I_L | | | | | | |
|---|-----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------|
| Ordem Harmônica Individual (Harmônicos Ímpares) | | | | | | |
| ISC/ I_L | $3 \leq h < 11$ | $11 \leq h < 17$ | $17 \leq h < 23$ | $23 \leq h < 35$ | $35 \leq h < 50$ | TDD |
| < 20 | 1,0 | 0,5 | 0,38 | 0,15 | 0,1 | 1,5 |
| 20 < 50 | 2,0 | 1,0 | 0,75 | 0,3 | 0,15 | 2,5 |
| ≥ 50 | 3,0 | 1,5 | 1,15 | 0,45 | 0,22 | 3,75 |

4.4 PRINCIPAIS MEDIDAS DE MITIGAÇÃO

Além dos problemas descritos anteriormente, os harmônicos em um sistema elétrico geram aquecimentos excessivos em diversos equipamentos e nos cabos, disparos indevidos de dispositivos de proteção, vibrações, interferências e acoplamentos em redes de comunicações, aumento da queda de tensão e redução do fator de potência da instalação, redução na eficiência da geração, transmissão e utilização de energia elétrica e envelhecimento do isolamento de componentes dos sistemas elétricos pela redução de vida útil, mau funcionamento do sistema e de seus respectivos componentes e tensão elevada entre neutro e terra [1], [32], [34] e [36]. Dentro desse contexto, torna-se indispensável adotar medidas para erradicar ou minimizar o número de harmônicos presentes numa instalação. Existem várias soluções possíveis para atenuar os efeitos harmônicos, dentre as quais pode-se destacar [1], [32] e [34]:

- Separação das cargas não lineares das demais;
- Multiplicação de fases nos conversores;
- Alteração da ressonância do sistema, através da inclusão de indutâncias ou da alteração da potência dos bancos de capacitores;

- Utilização de filtros harmônicos Passivos ou Ativos.

A separação das cargas não lineares das demais em um sistema elétrico industrial, consiste em utilizar um transformador específico, dimensionado com um Fator K compatível, para alimentar as cargas não lineares. Desta forma, o impacto dos harmônicos gerados por estas cargas nas demais será reduzido consideravelmente devido a impedância deste transformador.

Os transformadores com especificações de fator K são projetados para reduzir os efeitos de aquecimento das correntes harmônicas criadas por cargas não lineares. A classificação do fator K atribuída a um transformador é um índice da habilidade do transformador de suportar um índice harmônico em sua corrente da carga permanecendo dentro de seus limites da temperatura de operação [36].

Em sistemas elétricos industriais é muito comum a utilização de conversores de frequência de 6 pulsos para o acionamento de motores elétricos, devido ao fato de possuírem um custo relativamente inferior aos demais conversores de 12 ou 24 pulsos, por exemplo. Entretanto, o impacto dos harmônicos gerados pelos conversores de 6 pulsos são bem mais elevados, pois teoricamente, as ordens harmônicas associadas a estes equipamentos são múltiplas de $6k \pm 1$, conforme Equação (4.1). Quando estes sistemas possuem mais de dois motores acionados por conversores de frequência de 6 pulsos, uma alternativa para atenuar os efeitos harmônicos é a multiplicação de fases nos conversores. Esta alternativa é complementar à descrita anteriormente, pois também utiliza um transformador específico para a alimentação das cargas não lineares, porém este transformador possui três enrolamentos, e as cargas são distribuídas da forma mais igualitária possível entre o secundário ligado em delta e o terciário ligado em estrela. Com esta instalação, ocorre uma defasagem angular de aproximadamente 30° entre estas cargas, o que provoca, teoricamente, o cancelamento dos harmônicos de 5ª e 7ª ordens e o conjunto passa a injetar no sistema apenas as ordens múltiplas de $12k \pm 1$, conforme Equação (4.1), ou seja, opera como um conversor de 12 pulsos. Os conversores de 12 pulsos vendidos atualmente, são fornecidos com um transformador de três enrolamentos.

Conforme descrito anteriormente, para uma determinada frequência, as associações dos valores de X_{Lh} e X_{Ch} podem gerar ressonâncias séries ou paralelas entre estes elementos. Desta forma, uma outra alternativa para atenuar os efeitos harmônicos nos sistemas é inclusão de indutores em série com os transformadores de forma, ou alteração das potências dos bancos de capacitores. No primeiro caso, há uma alteração na indutância equivalente do sistema (L) e conseqüentemente uma alteração no valor da X_{Lh} . De maneira

análoga, no segundo caso, há uma alteração na capacitância equivalente do sistema (C) e consequentemente uma alteração no valor da X_{Ch} . Analisando a Equação (4.9) pode-se observar que uma redução na potência de curto-circuito (S_{CC}), devido ao aumento da impedância X_{Lh} , altera o valor da frequência harmônica de ressonância (fr). Novamente, pode-se fazer uma analogia em relação a alteração da potência (Q_C) dos bancos de capacitores, que também geram uma alteração na fr .

Uma alternativa bastante adotada nas indústrias de maneira geral é a utilização de filtros harmônicos passivos ou ativos.

Os filtros passivos são constituídos por elementos série resistivos, capacitivos e indutivos configurados para controlar os harmônicos. A Figura 4.6 apresenta alguns tipos comuns de arranjos de filtros passivos [1] e [34]. Estes filtros podem ser do tipo sintonizados ou dessintonizados, em relação frequência de maior valor significativo, gerada pelas cargas não lineares. Quando sintonizados representam uma impedância praticamente nula para as correntes harmônicas referentes a frequência de sintonia e consequentemente drenam estas correntes do sistema. No caso de estarem dessintonizados, os mesmos representam uma elevada impedância para as correntes harmônicas e apesar de alterarem a impedância equivalente Z_h do sistema, reduzindo os níveis das distorções totais de harmônicos, não drenam as correntes geradas pelas cargas não lineares.

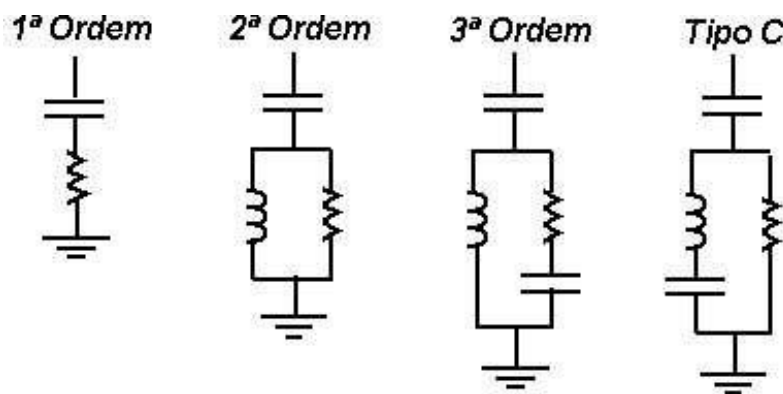


Figura 4.6 – Tipos comuns de arranjos de filtros passivos.

Os elementos do filtro devem ser projetados para suportarem as correntes harmônicas a serem drenadas, da frequência de sintonia e de ordens próximas a mesma, conforme diretrizes e recomendações do IEEE 1531 [37]. O item 5.3.1.3 desta norma, recomenda que um filtro harmônico deve ser definido em uma determinada frequência para que nunca fique sintonizado com a impedância da fonte na frequência que existam harmônicos significativos. Desta forma, na prática, os filtros harmônicos passivos para sistemas de baixa tensão com presença de inversores de frequência de 6 pulsos, são geralmente

sintonizados entre a 4,3^a (258 Hz) e 4,7^a ordens (282 Hz). As razões para adoção da recomendação desta prática incluem:

- Capacitores com construção de filme metalizado perdem capacitância à medida que envelhecem, resultando em um aumento gradual na frequência de sintonia quando usados em filtros harmônicos. Usando tabelas de envelhecimento dos fabricantes de capacitores, um filtro harmônico sintonizado a 6% abaixo de sua frequência nominal ainda exibirá ajuste aceitável no final de sua vida útil de 20 anos.
- Ajustar um filtro harmônico de maneira mais precisa do que o necessário para atingir o desempenho desejado, desnecessariamente, estressa os componentes e geralmente torna o filtro harmônico mais propenso a sobrecargas de outras fontes harmônicas.
- A tolerância de fabricação do reator de filtro harmônico pode resultar em uma frequência de sintonia superior à nominal.
- A operação de fusíveis de capacitores em unidades capacitivas ou elementos com falha resultará em um aumento na frequência de sintonização.

Em alguns casos em que a melhoria do fator de potência de deslocamento é desejada e a remoção de harmônicos é secundária, os capacitores podem ser ajustados em 12% ou mais abaixo de sua frequência nominal [37].

Analogamente aos filtros de baixa tensão, os filtros harmônicos de média tensão, geralmente não são ajustados para as frequências harmônicas exatas. Conforme item 6.2.2 do IEEE 1531 [37], sintonizar diretamente a frequência harmônica pode ter duas consequências indesejáveis:

- A baixa impedância na ressonância pode resultar em quase toda a corrente harmônica nessa frequência sendo absorvida pelo filtro harmônico. Neste caso, os elementos do filtro harmônico têm que ser superdimensionados, sendo maiores e mais caros do que o necessário para atingir o desempenho harmônico necessário.
 - A interação do filtro harmônico com as impedâncias do sistema resulta numa ressonância paralela a uma frequência apenas inferior à frequência sintonizada. Se um filtro harmônico for projetado exatamente na frequência harmônica, uma variação nos valores de impedância do equipamento real a
-

partir dos valores de projeto poderia sintonizar novamente o filtro harmônico e colocar a frequência de ressonância paralela muito próxima da harmônica.

Desta forma, este item recomenda ajustar o filtro harmônico para aproximadamente 3% a 15% abaixo da frequência desejada.

Em relação ao fator de qualidade

O IEEE 1531 [37], define o fator de qualidade dos filtros harmônicos (Q), como a relação entre as impedâncias e a resistência dos filtros. No item 6.3.2, o IEEE 1531 [37], define que a tolerância no fator de qualidade, Q , deve ser tipicamente $\pm 20\%$.

A Figura 4.7 apresenta um filtro harmônico passivo de 2 MVar em 13,8 kV sintonizado na 4,8ª ordem (288 Hz) e fator de qualidade (Q) igual a + 20%, instalado no pátio de uma subestação. Este filtro foi dimensionado conforme diretrizes e recomendações do IEEE 1531 [37].

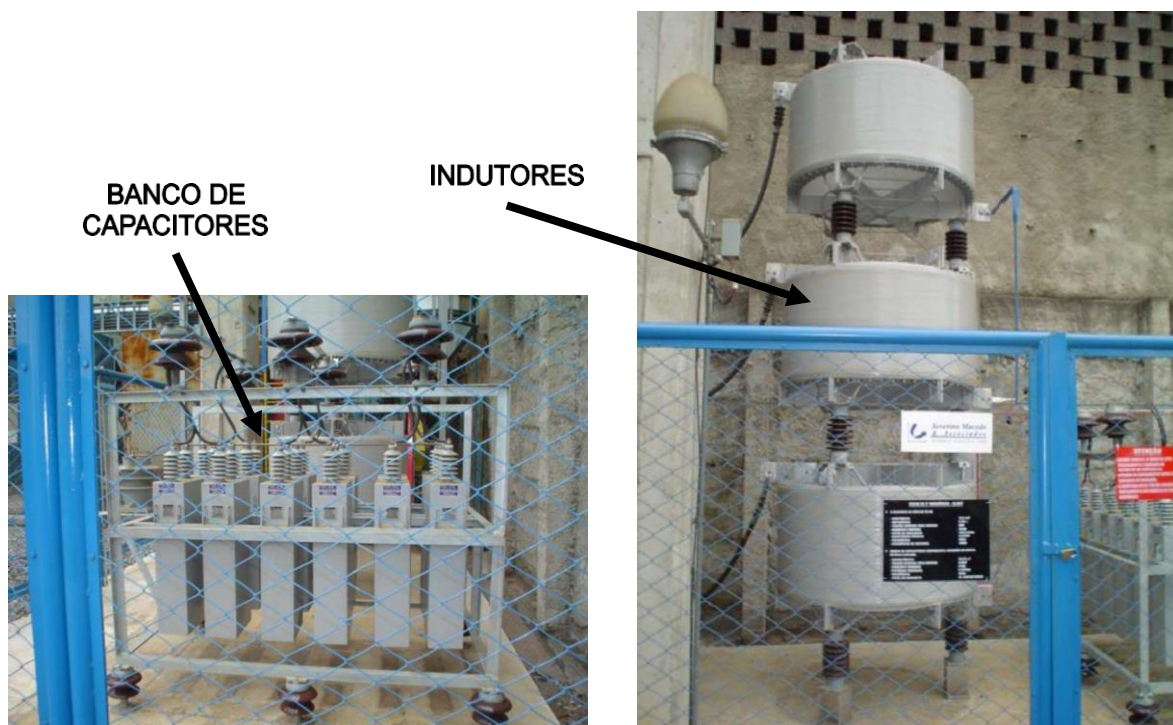


Figura 4.7 – Filtro harmônico passivo de 4,8ª ordem (288 Hz) de 2 MVar em 13,8 kV.

As principais vantagens dos filtros harmônicos passivos [1], [32] e [34]:

- Apresentam resultados satisfatórios na filtragem de harmônicos;
- São simples, confiáveis e robustos, podem ser instalados ao tempo no pátio da subestação;
- Possuem baixo custo de implantação em relação às outras soluções;
- Corrigem o fator de potência da instalação, pois possuem capacitores;

- Melhoram a regulação de tensão.

Por sua vez, os filtros harmônicos passivos apresentam algumas desvantagens [1], [32] e [34]:

- Limite de espectro de atenuação, ou seja, o filtro elimina apenas o sinal harmônico sintonizado e atenua outros harmônicos próximos, mas não é eficaz para uma banda mais larga de sinais;
- São extremamente dependentes da impedância da fonte e grandes variações nesta grandeza, fora da tolerância do filtro, podem alterar sua característica de compensação e resultar em uma sobrecarga nos seus componentes;
- O aumento de cargas não lineares no sistema elétrico também pode resultar em sobrecargas nos capacitores e indutores dos filtros, podendo provocar a queima dos mesmos.

Os filtros harmônicos ativos são baseados em eletrônica de potência sofisticada e o princípio de funcionamento consiste na injeção de corrente harmônica com a mesma magnitude das grandezas geradas pelas cargas não lineares, porém com fase invertida, liberando no sistema elétrico correntes senoidais, sem distorção harmônica [1], [2], [32] e [34]. O filtro ativo é usualmente ligado em paralelo entre a fonte e a carga não linear, conforme Figura 4.8, podendo ser ligado também ao painel geral da instalação.

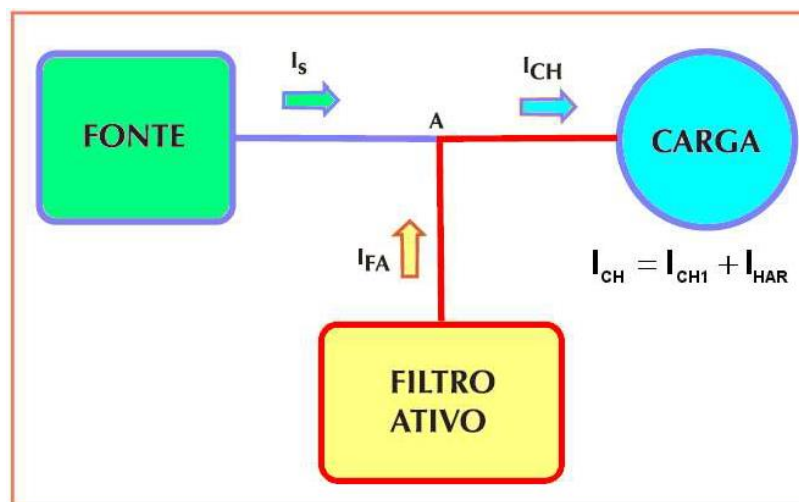


Figura 4.8 – Conexão típica de um filtro harmônico ativo [32].

Na referência [1] são apresentadas as configurações de ligação série e filtro ativo série/paralelo dos filtros ativos.

As principais vantagens dos filtros harmônicos ativos [1], [32] e [34]:

- Apresentam resultados satisfatórios na filtragem de harmônicos;

- Atuam na compensação da corrente harmônica produzida pelas cargas não lineares, sem alterar a característica do sistema;
- Podem corrigir o fator de potência da instalação;
- Pode filtrar até 20 ordens harmônicas simultâneas, de 2ª à 50ª ordem;
- Possuem conceito modular, tornando a expansão mais simples, através da instalação de mais painéis em paralelo;
- Não há estágios de potência. Todos os harmônicos selecionados individualmente estão em compensação simultânea e o chaveamento é feito através de um PWM de alta frequência que controla os IGBTs do módulo de potência. Não há preocupação com a dinâmica de operação, uma vez que é feito de forma auto-adaptativa com as cargas;
- Sem possibilidade de ocorrência de ressonância e funcionam independentemente das características de impedância do sistema;
- Menos componentes de manutenção por ser mais eletrônicos;
- Baixas perdas produzidas pelos IGBTs

O elevado custo dos filtros harmônicos ativos é a principal desvantagem para a utilização do mesmo. Outra desvantagem é a dependência dos fabricantes para a manutenção, pois possuem uma eletrônica de potência sofisticada, na qual apenas os próprios fabricantes possuem conhecimento e acesso para intervir [1], [32] e [34].

A Figura 4.9 apresenta um filtro harmônico ativo de 690 V, modelo PQFI da ABB.



Figura 4.9 – Filtro harmônico ativo de 690 V, modelo PQFI da ABB.

No Estudo de Caso 4, é apresentada uma análise das distorções de harmônicos, geradas a partir da inclusão de bancos de capacitores em um sistema elétrico de uma mineradora, para a correção do fator de potência no ponto de conexão com a concessionária local de energia, devido a instalação de novas cargas e ao remanejamento de cargas existentes. Através de medições e simulações realizadas definiu-se a utilização de filtros harmônicos passivos para a mitigação dos harmônicos gerados, bem como para a correção do fator de potência. Após a implementação do filtro, foram realizadas novas medições comprovando a eficácia da adoção desta solução.

CAPÍTULO 5

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O surgimento de cargas críticas de alta tecnologia e relevância em seus processos, que exigem uma confiabilidade muito maior do que a obtida apenas com a entrega de energia por parte das concessionárias, criou uma demanda de geração e armazenamento local nas indústrias, para preencher esta lacuna [1].

Além do exposto acima, fatores como à redução das barreiras legais, o desenvolvimento de novas tecnologias de geração de energia, o crescente aumento de demanda do sistema elétrico, a necessidade de produzir energia sem degradar o meio ambiente contribuem para a expansão da Geração Distribuída (GD), expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es), independente da potência, tecnologia e fonte de energia. De acordo com o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE), podem ser considerados como GD [39]:

- Cogeneradores (indústrias em geral);
- Geradores que usam como fonte de energia resíduos combustíveis de processo;
- Geradores de emergência;
- Geradores para operação no horário de ponta;
- Painéis fotovoltaicos;
- Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH's.

Neste contexto, a qualidade da energia elétrica do ponto de vista de uma indústria, que possui uma usina interna de cogeração, é a continuidade da alimentação das cargas, quando da ocorrência de uma interrupção sustentada por parte da concessionária local.

Para garantir esta continuidade da alimentação das cargas, é imprescindível que, no momento da ocorrência do distúrbio (perda da concessionária), a GD seja ilhada, juntamente com as cargas da planta, de forma a evitar que a mesma fique contribuindo para manter o distúrbio. Após este ilhamento, é de fundamental importância compatibilizar a demanda das cargas com a capacidade nominal do(s) gerador(es) da GD. Caso esta demanda seja superior a potência nominal, se faz necessária a rejeição das cargas não prioritárias da planta.

Neste capítulo será apresentada uma breve descrição do comportamento dinâmico de um gerador síncrono de uma GD, considerando a ocorrência de uma interrupção sustentada por parte da concessionária local, bem como as principais técnicas de proteção para a realização do ilhamento e da rejeição das cargas não prioritárias.

5.1 COMPORTAMENTO DINÂMICO DE GERADORES SÍNCRONOS

As máquinas síncronas são os principais tipos de máquinas elétricas usadas em aplicações de cogeração nas indústrias. Com o controle adequado do campo (excitação) e de velocidade, a máquina síncrona pode ser acoplada a qualquer carga dentro de sua capacidade de projeto. A inércia inerente permite tolerar as mudanças de carga de passo. Entretanto, apesar de serem comuns em sistemas de energia e bem compreendidas em relação ao seu funcionamento, há algumas preocupações quando elas são utilizadas em aplicações de GD em paralelo com a rede das concessionárias. [1].

Os geradores da GD devem ser dimensionados com uma potência nominal maior que a potência exigida pela carga para se obter uma qualidade de energia satisfatória em operação isolada. Outro aspecto que é frequentemente ignorado é que a forma de onda de tensão produzida por uma máquina síncrona não é perfeita. Em certos projetos, existem correntes consideráveis de terceiro harmônico na tensão, sendo recomendado utilizar um transformador elevador com um dos enrolamentos em delta, de forma a bloquear o efeito do fluxo desta harmônica para o sistema, uma vez que o enrolamento em delta age quase como um curto-circuito para esta harmônica [1].

Para entender o comportamento dinâmico do gerador, será utilizada a Equação de Oscilação da Máquina Síncrona, expressa pela equação

$$\frac{2H}{\omega_{sm}} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (5.1)$$

Onde:

- H é a constante de inércia da máquina síncrona em MJ/MVA ;
- ω_{sm} é a velocidade síncrona mecânica em radianos mecânicos por segundo;
- P_a é a potência acelerante em W;
- P_m é a potência mecânica em W;
- P_e é a potência elétrica em W;

- δ é o ângulo de torque ou carga.

Analisando a equação (5.1), pode-se observar três condições que afetam o comportamento dinâmico das máquinas:

- Primeiro: Quando $P_e > P_m$ a máquina desacelera;
- Segundo: Quando $P_e < P_m$ a máquina acelera;
- Primeiro: Quando $P_e = P_m$ a máquina permanece em uma velocidade síncrona constante durante a operação.

A estabilidade de sistemas elétricos, de forma geral, pode ser definida como a capacidade deste sistema de permanecer num estado de equilíbrio em condições normais de funcionamento e de recuperar este estado de equilíbrio operacional depois de ser sujeito a uma perturbação [40] e [41].

No caso específico de análise da habilidade do sistema elétrico em manter o sincronismo de suas unidades geradoras quando da ocorrência de impactos de grandes perturbações como curtos-circuitos, perdas de geração, desligamento de linhas ou perda de uma grande unidade de geração, denomina-se estabilidade angular transitória, ou simplesmente, estabilidade transitória. [19], [40] e [41].

A curva característica potência x ângulo de torque da máquina síncrona, apresentada na Figura 5.1, é muito utilizada na elaboração dos estudos de estabilidade transitória, uma vez que a mesma relaciona, a potência elétrica P_e , a potência mecânica P_m e o ângulo de carga δ .

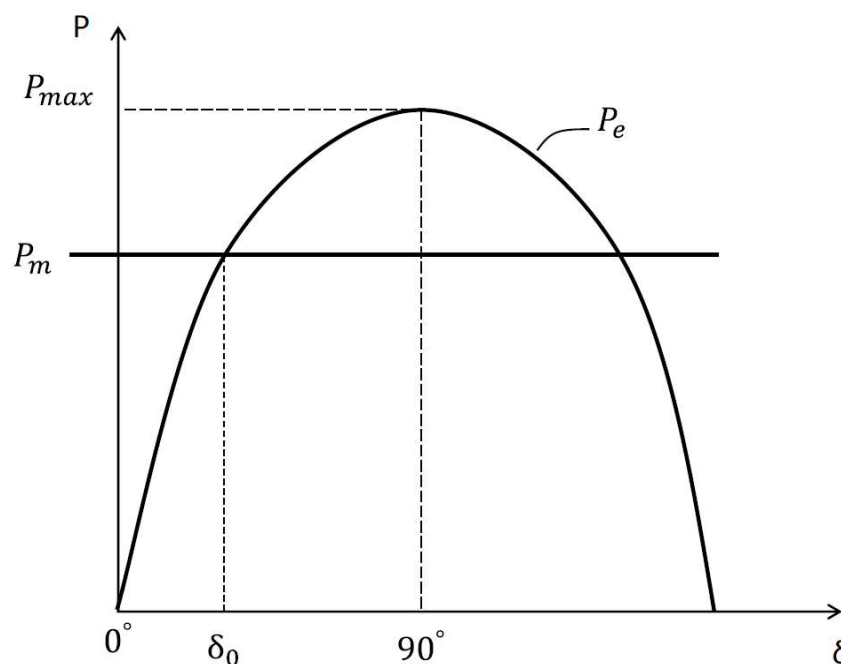


Figura 5.1 – Característica potência x ângulo da máquina síncrona [19], [40] e [41].

O ponto de intercessão entre as curvas das potências P_m e P_e , caracteriza a operação em regime permanente da máquina, conforme equação (5.1), no qual tem-se um equilíbrio entre o torque mecânico (ou potência mecânica) e o torque de carga elétrica (ou potência elétrica), fazendo com que a velocidade do rotor permaneça constante. A medida que a P_e aumenta, o δ aumenta de forma a buscar reestabelecer o equilíbrio. Entretanto, quando o δ atinge o valor de 90° , tem-se um carregamento máximo da máquina, ou seja, a máxima potência ativa que pode ser fornecida pelo gerador síncrono ao barramento infinito, conforme equação

$$P_e = \frac{3V_\phi E_A}{X_s} \text{sen}\delta \quad (5.2)$$

Onde:

- V_ϕ é a tensão de saída (terminal ou final) do gerador em volts;
- E_A é a tensão induzida eficaz por fase em volts;
- X_s é a reatância síncrona da máquina em ohms;
- δ é o ângulo de carga ou ângulo de conjugado (torque) em graus.

Este valor corresponde ao limite de carregamento da máquina na condição de operação em regime permanente. Quando o δ ultrapassa o valor de 90° , tem-se que a P_e começa a diminuir, sendo a máquina síncrona submetida a uma potência acelerante positiva, o que tem como consequência a sua instabilidade.

5.2 TÉCNICAS DE PROTEÇÃO

Conforme IEEE Std 242 [42], os principais objetivos dos sistemas de proteção são:

- Minimizar os riscos de lesões humanas;
- Minimizar os danos aos componentes do sistema envolvidos na falha;
- Limitar a extensão e a duração da interrupção do serviço sempre que ocorrer falha no equipamento, erro humano ou eventos naturais adversos em qualquer parte do sistema.

No que se refere ao problema da continuidade da alimentação de uma indústria, devido a ocorrência de um distúrbio na rede aérea ou em uma subestação da concessionária, o sistema de proteção tem que ser capaz de provocar o ilhamento imediato da GD e das cargas da planta, para se garantir a desenergização do alimentador para a segurança dos eletricitistas de manutenção/operação, para a prevenção de suprimento de

energia com baixa qualidade de energia elétrica, prevenção de religamento do alimentador sob condições de falta de sincronismo podendo levar o gerador a danos devido a diferença de potencial e/ou esforços torcionais. [43]

Existem várias técnicas de proteção para detecção e realização do ilhamento. Neste trabalho serão discutidas as funções baseadas nas medições de corrente, tensão, frequência e potência reativa exportada pelo gerador da GD. Entre as funções de proteção existentes, serão brevemente analisadas as funções de sub e sobrefrequência (ANSI 81U/O), taxa de variação de frequência (df/dt ou ROCOF), e direcional de corrente (ANSI 67). Estas funções de proteção devem garantir o ilhamento, independente das condições do sistema quanto ao aterramento, contribuição de curto-circuito, capacidade de geração e nível de desbalanço de potência entre a geração e a carga ilhada.

Maiores detalhes a respeito do funcionamento e aplicação destas e das demais funções de proteção dos sistemas e dos geradores podem ser encontrados nas referências [43], [44], [45], [46], [47] e [48].

Relé de Sub e Sobre frequência - ANSI 81 U/O

A proteção de frequência é baseada na medição da frequência elétrica que, caso ultrapasse os limites ajustados no relé, envia um sinal de TRIP para abertura do disjuntor. A variação da frequência é provocada pelo desbalanço entre potência gerada e potência consumida pelas cargas do sistema. Na GD, quando ocorre um ilhamento, o sistema isolado resultante poderá ter excesso ou falta de geração, podendo acelerar (aumento da frequência) ou desacelerar o eixo da máquina (diminuição da frequência). [41] e [48]. Após decorrido um tempo do ilhamento da GD, o valor da frequência atingirá um valor final. Este valor é a referência para a definição do ajuste das proteções de sobre e subfrequência.

Dependendo da constante inércia H do gerador e do nível de desbalanço de potência entre a GD e a carga da ilha, a frequência final pode chegar a valores que não permitem a garantia da detecção do ilhamento em um tempo menor que o tempo morto do primeiro ciclo de religamento do alimentador [48].

Relé de Taxa de Variação de Frequência – ROCOF (df/dt)

O relé de taxa de variação de frequência df/dt ou ROCOF (Rate of Change of Frequency) é aplicado na GD tanto para a detecção e realização de ilhamento, quanto para realização da rejeição de cargas. Ele se baseia na medição da variação da frequência no tempo, fruto de um desequilíbrio entre geração e carga.

Quando há uma mudança de carga significativa entre a condição sincronizada e a ilhada, a máquina irá acelerar ou desacelerar antes da resposta do regulador de velocidade.

Neste ponto, o relé df/dt se torna sensível. A taxa de variação da frequência é diretamente proporcional à mudança da potência de saída entre as condições ilhada e sincronizada.

O ajuste deste elemento deve ser bem elaborado para garantir a sensibilidade na detecção do ilhamento e, também, para não haver TRIP indevido provocado por chaveamento de cargas ou eliminação de faltas no sistema. Recomenda-se que o ajuste deve ser testado em campo para provar sua precisão. Para cada caso de conexão de geração distribuída, devem ser analisadas e simuladas as condições máximas e mínimas de desbalanço de potência ativa e tipo de cargas para obter as taxas de variação de frequência reais. [48].

Para reduzir as chances de ocorrência de falsa atuação, o relé ROCOF deverá ser bloqueado para subtensões provocadas por curtos-circuitos ou quando a frequência do sistema ainda estiver acima de um valor pré-determinado.

No Estudo de Caso 5 deste trabalho, é apresentada uma aplicação prática real da utilização desta função, para a realização do ilhamento e da realização da rejeição das cargas não prioritárias em uma indústria siderúrgica. Neste estudo de caso, é apresentada a oscilografia, gerada pelo relé de proteção, da correta atuação dos dois níveis desta função durante um evento real de perda da concessionária local de energia.

Relé de Sobrecorrente Direcional - ANSI 67

A proteção de sobrecorrente direcional possui as mesmas características da proteção de sobrecorrente convencional (ANSI 50/51), ou seja, os relés de sobrecorrente operam quando o valor da corrente ultrapassa um valor pré-fixado ou ajustado, podendo atuar de forma instantânea ou temporizada, com a diferença de poder ser ajustada para atuar em um determinado sentido de corrente.

A vantagem no uso da direcionalidade da proteção de sobrecorrente na GD é a facilidade de coordenação com o alimentador acessado e os adjacentes. Como se trata de uma geração de energia, faltas externas terão contribuição de corrente da GD que será diferente da contribuição de corrente da rede para faltas internas as instalações da GD. Logo, poderá ser aplicado um ajuste para o sentido exportação (faltas externas) e outro ajuste para o sentido importação (faltas internas), facilitando a coordenação e a seletividade.

CAPÍTULO 6

ESTUDOS DE CASOS REAIS

Neste capítulo serão apresentados cinco estudos de casos reais, de forma a exemplificar os principais e mais comuns problemas encontrados nas indústrias, devido à falta de qualidade de energia.

No primeiro estudo caso apresentado, tem-se uma análise real da queima do motor de um soprador do alto forno de uma siderúrgica, durante a tentativa de partida do mesmo. Constatou-se através de uma simulação que a queima deste motor ocorreu devido a um problema de qualidade de energia, referente a um afundamento (ou queda) de tensão. Esta queda de tensão foi tão significativa que o tempo de aceleração do motor aumentou tanto que ultrapassou o limite de suportabilidade do mesmo (tempo de rotor bloqueado). Foi proposta uma alternativa de alimentação deste sistema de forma reduzir os níveis da queda de tensão durante a partida deste motor, e conseqüentemente obter um tempo de aceleração inferior ao limite de suportabilidade. Após a implementação da solução proposta, realizou-se a partida do motor reserva com sucesso e as medições das grandezas elétricas realizadas durante esta partida são apresentadas neste trabalho.

Analisou-se no segundo estudo de caso, a utilização de um regulador de tensão na entrada de uma cimenteira, que está localizada a uma longa distância (em torno de 50 km) da subestação de alimentação da concessionária local de energia. Realizou-se três testes alterando os parâmetros de atuação do comutador automático de tapes deste regulador e através de medições de tensão na saída do mesmo, comprovou-se que a sua utilização melhorou a qualidade de energia no sistema elétrico desta cimenteira.

O terceiro estudo de caso apresenta um problema de qualidade de energia em uma planta industrial de um Terminal Integrador Portuário, relacionado aos transitórios eletromagnéticos gerados no chaveamento de bancos de capacitores. Estes transitórios podem provocar elevadas sobretensões e sobrecorrentes. Simulou-se três alternativas para a mitigação destes transitórios, com o objetivo de definir a melhor solução entre elas.

Outro problema de qualidade de energia muito frequente nas indústrias é a questão dos harmônicos de tensão, pois podem causar o mau funcionamento de equipamentos e máquinas, e até a queima dos mesmos. O quarto estudo de caso, apresenta uma mineradora que cujo seu sistema elétrico terá a inclusão de novas cargas, fazendo com que o fator de potência no ponto de conexão com a concessionária local de energia fique abaixo dos

limites permitidos, o que conseqüentemente irá gerar multas contratuais. De forma a evitar o pagamento destas multas, simulou-se a inclusão de bancos de capacitores para a correção do fator de potência. Entretanto, na simulação com a inclusão destes bancos, constatou-se que os níveis das distorções totais de harmônicos de tensão (THD) neste sistema ficaram extremamente elevados, bem superiores aos limites recomendados pelas normas técnicas vigentes. Desta forma, fez-se necessária a realização de uma nova simulação incluindo reatores em série com os bancos de capacitores, ou seja, utilizando filtros harmônicos passivos. Durante o start-up das novas cargas, juntamente com os filtros harmônicos, comprovou-se, através de medições, que a solução implementada foi extremamente eficaz para a mitigação dos harmônicos neste sistema elétrico.

Em indústrias siderúrgicas é muito comum a utilização dos gases gerados nos altos, para a produção interna de energia elétrica, através de uma usina termoelétrica de cogeração (UTE), com o objetivo de manter a continuidade da alimentação das cargas da planta, quando da ocorrência de distúrbios nas concessionárias locais de energia. Entretanto, muitas vezes estas UTEs não são capazes de alimentar todas as cargas do sistema, sendo necessária a realização de uma rejeição das cargas não prioritárias. O quinto estudo de caso apresenta uma análise de uma indústria siderúrgica que tinha o problema descrito anteriormente. Com a utilização de técnicas de proteção bem conhecidas, foi simulada a realização de um ilhamento, seguido de uma rejeição de cargas, de forma a se obter a estabilidade transitória do sistema após a ocorrência de um distúrbio de perda de concessionária. Neste trabalho é apresentada uma oscilografia gerada no relé de proteção, da atuação do mesmo durante a ocorrência de uma perda real da concessionária, na qual o sistema permaneceu estável, garantindo a continuidade da alimentação das cargas prioritárias desta planta.

6.1 CASO 1 – AFUNDAMENTO DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO

Em uma usina siderúrgica um dos principais processos para a produção do aço é a obtenção do chamado ferro gusa. O ferro gusa é um material metálico composto majoritariamente por ferro, porém contendo também altos teores de carbono (da ordem de 4,5%) e altos teores de impurezas (enxofre, fósforo e outros elementos), que é produzido a partir do minério de ferro aglomerado sob a forma de sinter ou pelotas (obtidos respectivamente nos processos de sinterização e pelotização), ao qual são adicionados fundentes [49].

A obtenção de ferro gusa geralmente ocorre no chamado alto forno. O alto forno é um equipamento para redução do minério de ferro (óxidos) para ferro metálico em estado de fusão e tem a forma cilíndroide, com a parte central dilatada e a parte inferior reta. É construído com tijolos refratários e parte externa em chapas de aço. Na sua parte superior é introduzido o minério de ferro sob a forma de sinter ou pelotas, os fundentes (calcários) e o coque (carvão). Estes elementos são mantidos suspensos através de uma corrente de ar quente, gerada por sopradores, até que, através de reações químicas, seja obtido o ferro gusa líquido com teor de ferro da ordem de 95%. Este ferro gusa líquido suspenso dentro do alto forno, pinga, caindo dentro de um recipiente interno, denominado Cadinho.

A Figura 6.1 apresenta um esquemático simplificado de um alto forno e seu respectivo motor principal do soprador.

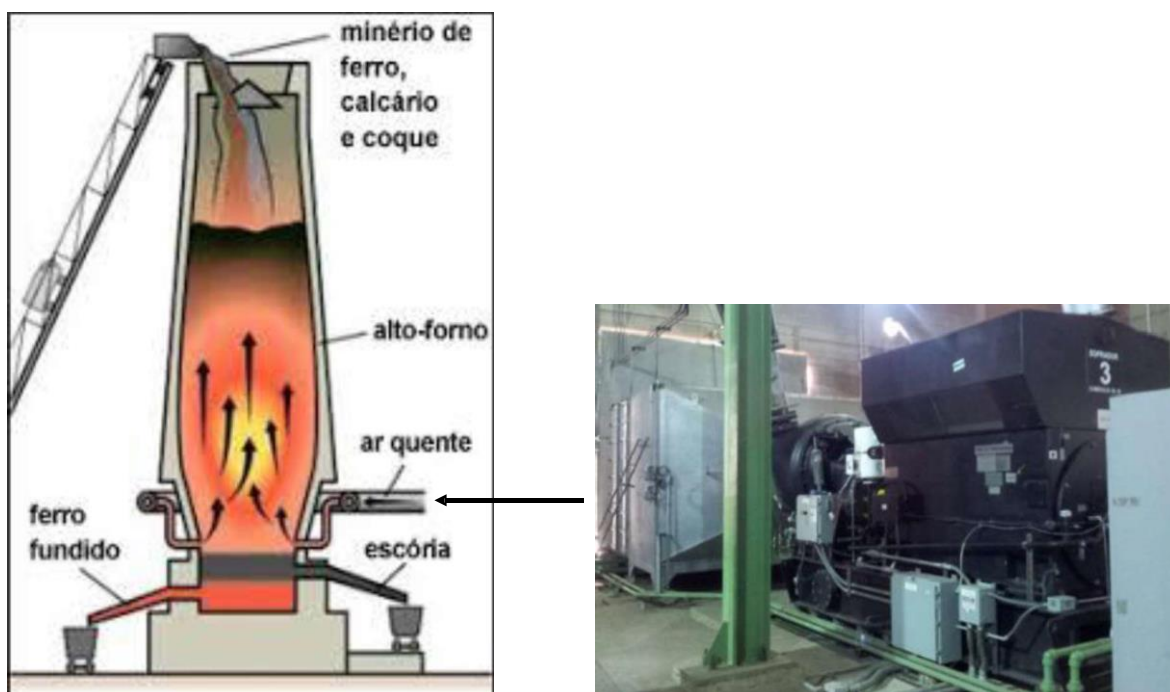


Figura 6.1 – Esquemático simplificado de um alto forno [50].

Os sopradores mencionados anteriormente são, geralmente, acionados por grandes motores elétricos que provocam quedas de tensão consideráveis no sistema ao qual estão conectados, durante as suas partidas.

O motivo principal para apresentação deste estudo de caso, é relacionar o evento real da queima do motor principal do soprador de um alto forno de uma indústria siderúrgica, com o afundamento de tensão de curta duração gerado na tentativa da 1ª partida do mesmo.

Inicialmente, foram simuladas as quedas de tensão obtidas durante a partida deste motor e verificou-se que os valores obtidos foram superiores aos limites recomendados

pelos normas vigentes, conforme Capítulo 2. Simulou-se então, uma solução alternativa, considerando a alimentação da barra de 6,9 kV através do circuito de emergência para mitigar o afundamento de tensão. Após a adoção desta solução alternativa, realizou-se com sucesso, a partida do motor reserva (idêntico ao principal). As oscilografias reais, obtidas através da utilização de um analisador de energia instalado no circuito de alimentação do motor reserva, foram comparadas com os resultados obtidos nas simulações, validando a eficácia da solução alternativa adotada.

6.1.1 Descrição do Sistema Elétrico

O sistema elétrico analisado possui dois motores de 4000 HP em 6,6 kV, sendo um principal e um reserva, para o acionamento de um soprador de um alto forno de uma indústria siderúrgica real. Estes motores estão conectados a uma barra de 6,9 kV, alimentada por um transformador (T03) de 20 MVA e 33-6,9 kV. Em caso de emergência, a barra de 6,9 kV é alimentada pelo terciário de um transformador (T01 ou T02) de 140/175 MVA (potência primária) e 20/25 MVA (potência terciária) e 345-6,9 kV. A Figura 6.2 apresenta um diagrama unifilar simplificado, demonstrando as duas alternativas de alimentação da barra de 6,9 kV (B_6,9 kV), o motor (Soprador) em questão e uma carga (Leq.6,9 kV) representando a potência equivalente dos demais equipamentos/cargas deste sistema elétrico.

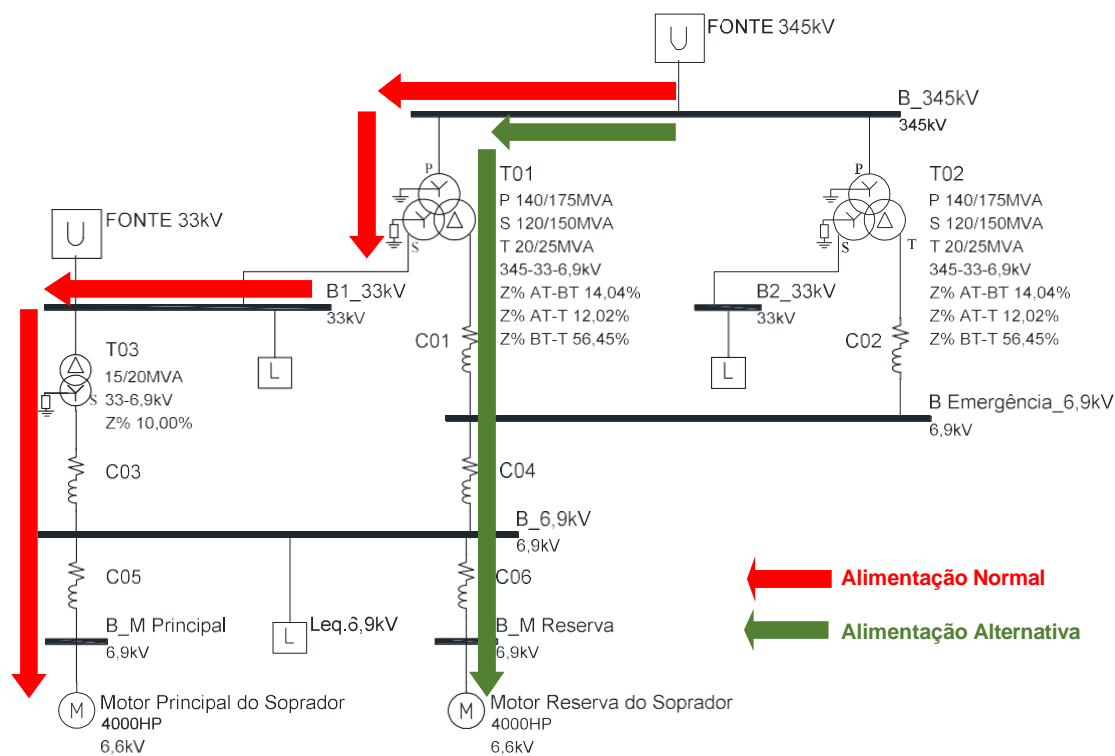


Figura 6.2 – Caso 1 - Diagrama Unifilar Simplificado.

6.1.2 Modelamento do Sistema Elétrico

Fontes de Alimentação

Foram modeladas duas fontes de energia, considerando os níveis de curto-circuito trifásicos apresentados na Tabela A.1 do ANEXO A.1 deste trabalho.

Cabos de Força

Os cabos de força foram modelados conforme dados apresentados na Tabela A.2 do ANEXO A.1.

Transformadores de Força

Os dados de placa dos transformadores de força T01, T02 e T03 são apresentados nas Tabelas A.3 e A.4 do ANEXO A.1.

Motores Principal e Reserva do Soprador

Os Motores Principal e Reserva do Soprador de 4000 HP em 6,6 kV foram modelados conforme dados de placa apresentados na Tabela A.5 do ANEXO A.1. Na Tabela A.6, deste mesmo anexo, são apresentados os pontos da curva de conjugado destes motores.

Carga do Soprador

Para o modelamento das potências e da curva da carga do Soprador, foram utilizados os dados fornecidos pelo fabricante, apresentados nas Tabelas A.7 e A.8 do ANEXO A.1.

Cargas Equivalentes

As demais cargas alimentadas pela barra de 6,9 kV foram modeladas como uma única carga equivalente (Leq.6,9kV) conforme dados apresentados na Tabela A.9 do ANEXO A.1. As demais cargas alimentadas pela barra de 33 kV não foram modeladas como uma carga equivalente, pois a Fonte 33 kV, descrita anteriormente, já contempla as mesmas.

6.1.3 Simulações e Resultados

Software utilizado

Para a realização das simulações das quedas de tensão durante a partida dos motores principal e reserva do soprador, foi utilizado o módulo DAPPER do software SKM Power Tools.

Para o cálculo do tempo de partida (aceleração), em função das quedas de tensão obtidas nas simulações anteriores, dos motores principal e reserva do soprador, foi utilizado o software EXCEL, considerando as equações e metodologias descritas no Capítulo 2 desta dissertação.

1ª Simulação - Queda de Tensão durante a Partida do Motor Principal

Inicialmente foi simulada a partida do motor principal com a barra de 6,9 kV sendo alimentada através do transformador T03 de 15/20 MVA 33-6,9 kV, obtendo uma queda de tensão de 20,94% na barra de 6,9 kV e de 17,60% nos terminais do motor, conforme apresentado na Figura 6.3.

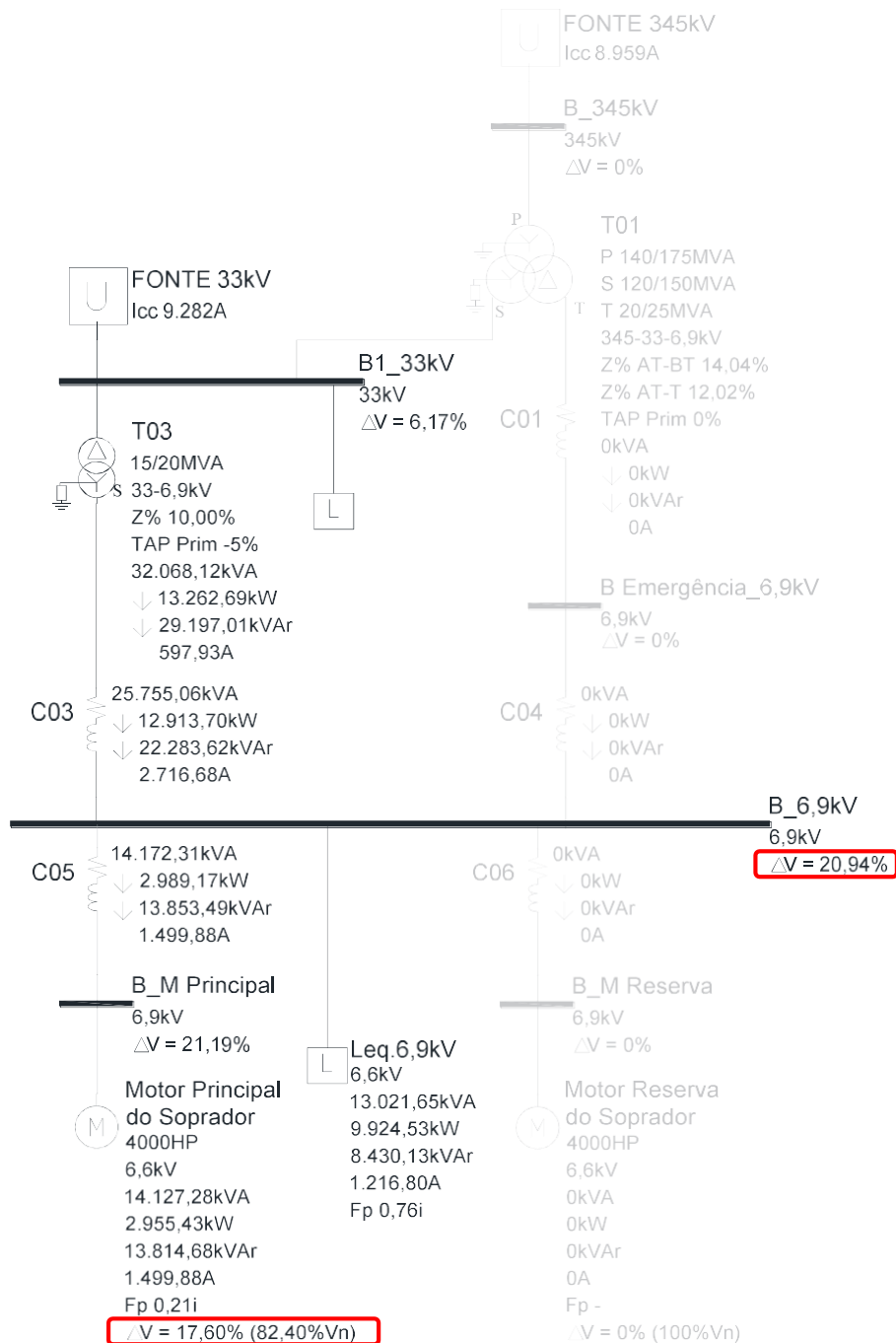


Figura 6.3 – Caso 1 - Diagrama Unifilar Simplificado Partida Motor Principal Soprador.

2ª Simulação – Tempo de Partida (Aceleração) do Motor Principal

Considerando o valor da queda de tensão nos terminais do motor principal do soprador de 17,60% em relação a 6,6 kV (82,40% V_n), apresentado na 1ª Simulação, foi obtido o tempo de partida de 7,94 s, conforme Tabela A.10 do ANEXO A.2.

Observa-se que este tempo de aceleração obtido através da simulação (7,94 s) foi superior ao tempo de rotor bloqueado (7,2 s) fornecido pelo fabricante do motor, confirmando que a queda de tensão ocorrida durante a tentativa de partida deste motor, foi a causa da queima do mesmo.

Pode-se observar na Figura 6.4, o impacto da queda de tensão no conjugado do motor principal, uma vez que a curva verde, que representa o conjugado do motor em 82,40% da tensão nominal (V_n), é bem inferior a curva azul do conjugado do motor com 100% da V_n . Neste gráfico também é apresentada a curva vermelha que representa o conjugado resistente da carga, este conjugado por sua vez, não sofre alterações com as variações de tensão do sistema.

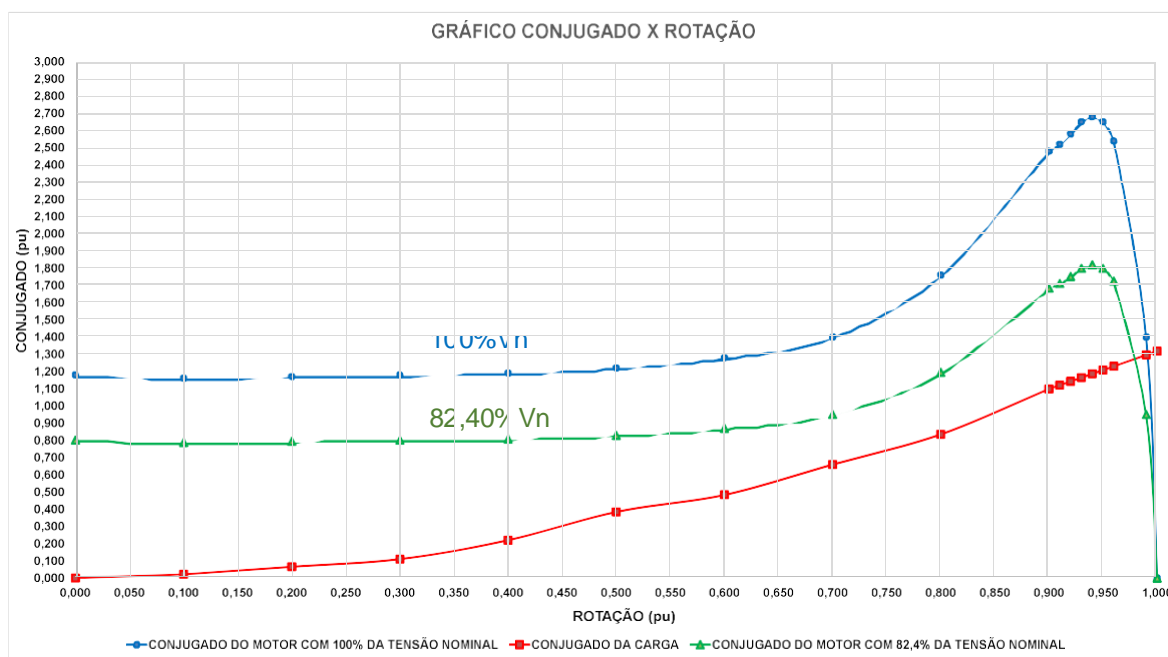


Figura 6.4 – Caso 1 - Gráfico Conjugado X Rotação - Motor Principal e Carga Soprador.

3ª Simulação - Queda de Tensão durante a Partida do Motor Reserva

Em função dos resultados obtidos na 2ª Simulação, foram analisadas algumas alternativas de utilização de equipamentos para o controle do motor durante a partida, de forma a reduzir este afundamento de tensão, tais como soft-starter, autotransformador, partida estrela-triângulo, reostato líquido e inversores de frequência. Entretanto, devido ao elevado custo e tempo de implementação estas alternativas foram descartadas.

Conforme informado anteriormente, o sistema foi projetado considerando uma outra forma de alimentação da barra de 6,9 kV através de um circuito de emergência, originado diretamente do terciário dos transformadores T01 ou T02. Desta forma, foi simulada a partida do motor reserva considerando a barra de 6,9 kV sendo alimentada através deste circuito de emergência, conectado ao terciário transformador T01 de 20/25MVA 345-6,9 kV. Na Figura 6.5, pode-se observar que a queda de tensão obtida foi de apenas 12,93% na barra de 6,9 kV e de 9,26% nos terminais do motor.

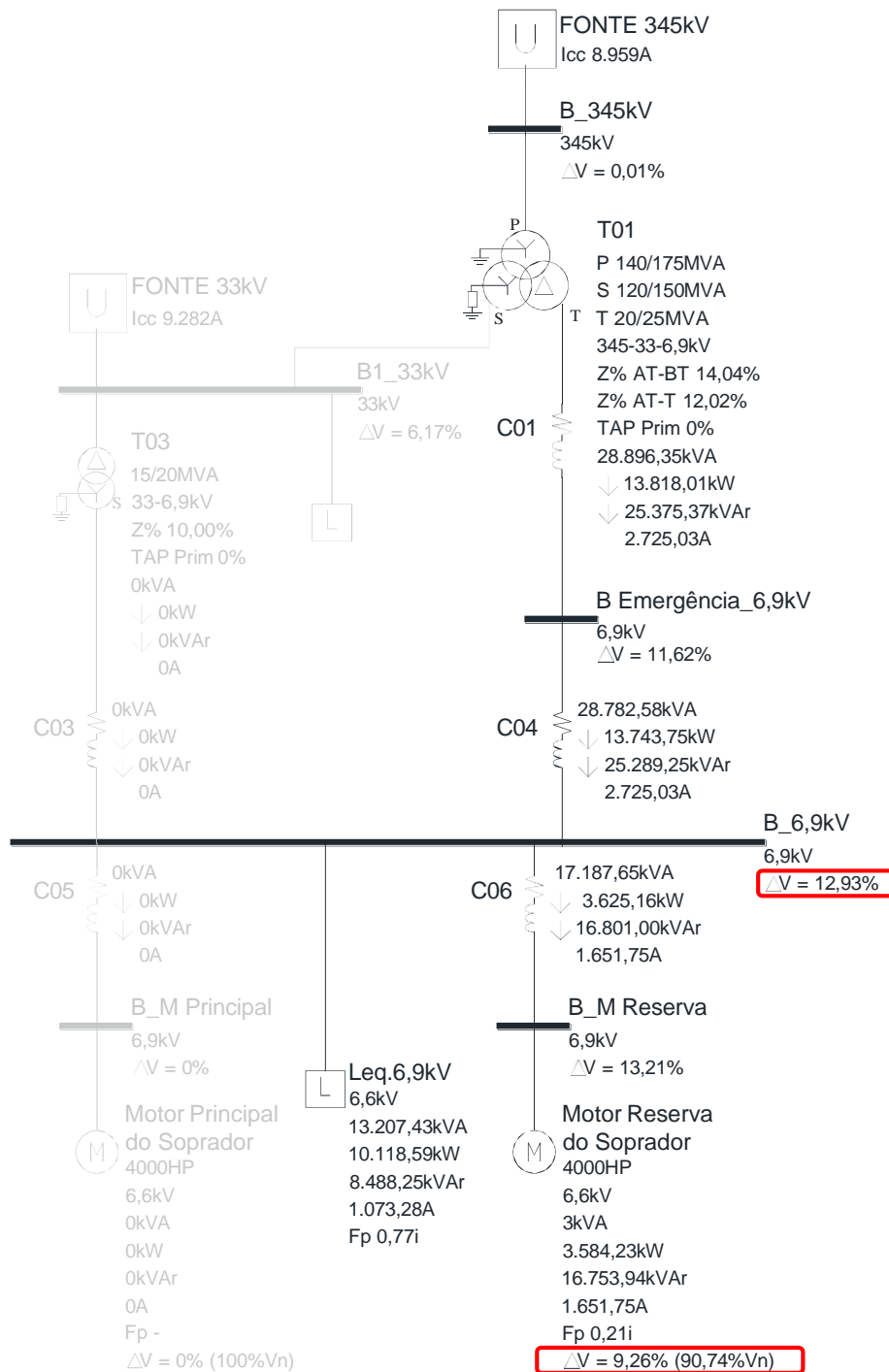


Figura 6.5 – Caso 1 - Diagrama Unifilar Simplificado Partida Motor Reserva Soprador.

4ª Simulação – Tempo de Partida (Aceleração) do Motor Reserva

Considerando o valor da queda de tensão nos terminais do motor principal do soprador de 9,26% em relação a 6,6 kV (90,74% V_n), apresentado na 3ª Simulação, foi obtido o tempo de partida de 4,83 s, conforme Tabela A.11 do ANEXO A.2.

Observa-se que este tempo de aceleração obtido através da simulação (4,83 s) foi bem inferior ao tempo de rotor bloqueado (7,2 s) fornecido pelo fabricante do motor, garantindo a partida deste motor, sem risco da queima do mesmo.

Na Figura 6.6 é apresentada curva de conjugado do motor com 100% da V_n (curva azul) em comparação com as curvas com 90,74% da V_n (curva verde) e 82,4% da V_n (curva roxa), bem como a curva de conjugado resistente da carga (curva vermelha).

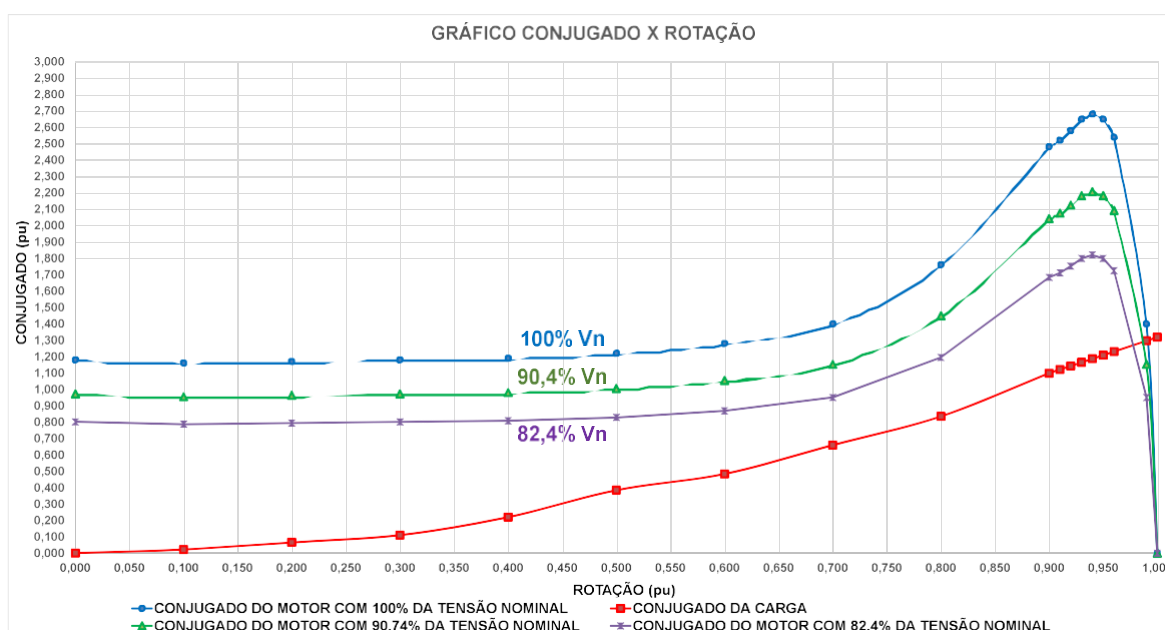


Figura 6.6 – Caso 1 - Gráfico Conjugado X Rotação - Motor Reserva e Carga Soprador.

6.1.4 Partida do Motor Reserva do Soprador

Diante dos resultados e análises apresentados no item anterior, adotou-se a alternativa proposta de alteração da alimentação da barra de 6,9 kV para o circuito de emergência, conectado ao terciário do transformador T01 de 20/25 MVA 345-6,9 kV, como uma solução paliativa, uma vez que o circuito de emergência foi projetado inicialmente apenas para operações em contingências.

Com esta configuração implementada, realizou-se uma nova tentativa de partida, porém com o motor reserva do soprador. O motor reserva partiu corretamente, sem causar impactos consideráveis nas demais cargas deste sistema. A partida deste motor reserva foi monitorada através de um analisador de energia FLUKE, modelo F-435, apresentado na

Figura 6.7, instalado no cubículo do circuito de alimentação motor reserva do painel (barra) de 6,9 kV.



Figura 6.7 – Caso 1 - Analisador de Energia FLUKE, modelo F-435.

Na Figura 6.8 é apresentado o gráfico da partida do motor reserva, registrado no analisador de energia, contemplando os valores de tensão L1, (referente a fase A), L2 (referente a fase B) e L3 (referente a fase C) em kV e os valores de corrente L1, (referente a fase A), L2 (referente a fase B) e L3 (referente a fase C) em kA.

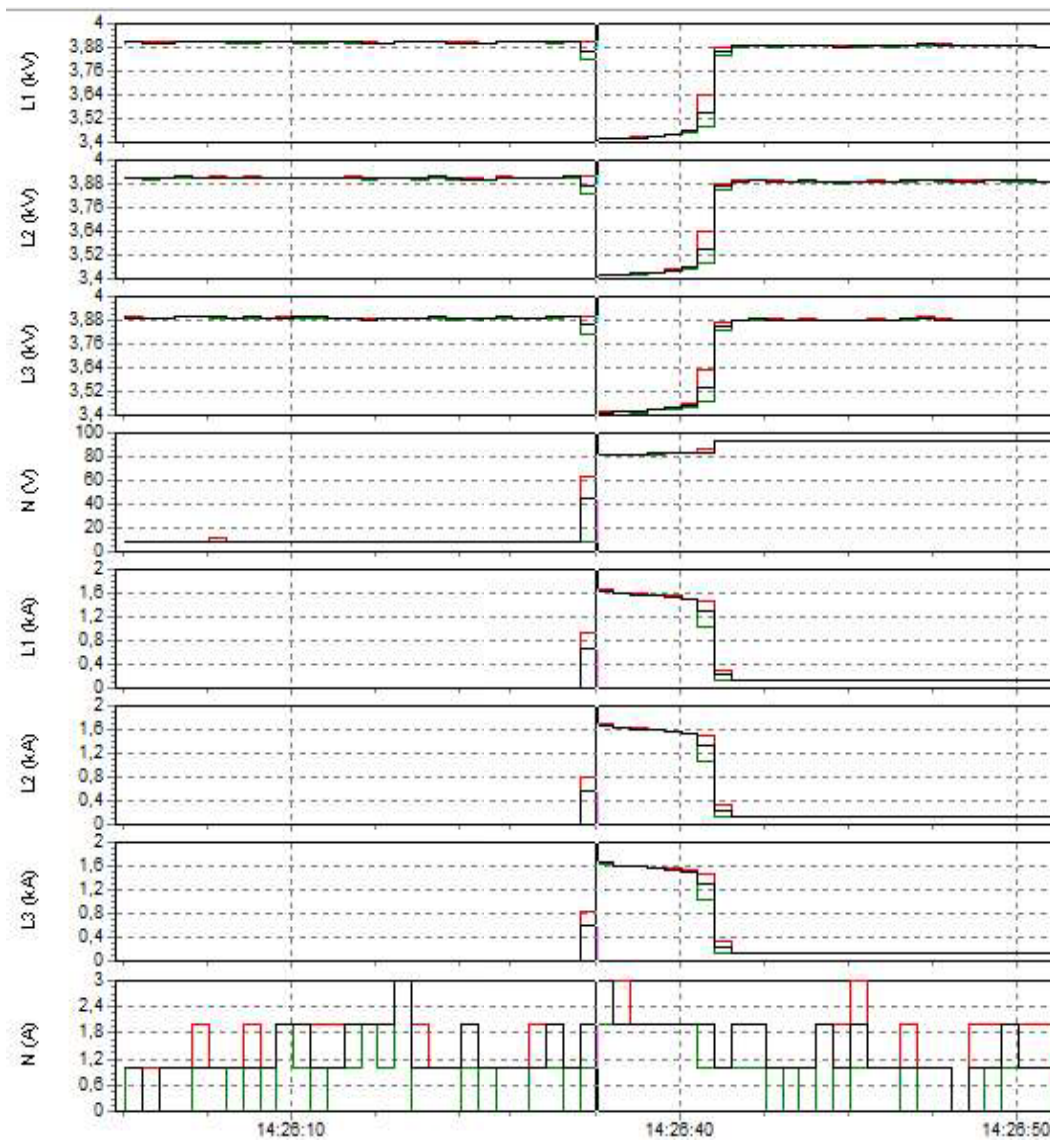


Figura 6.8 – Caso 1 - Gráfico da Partida Motor Reserva registrada FLUKE F-435.

Na Figura 6.9 é apresentado um zoom da tensão na fase A da oscilografia da partida do motor reserva. Pode-se observar que a queda de tensão real obtida no painel (barra) de 6,9 kV, durante a partida do motor reserva, foi de 12,43%, com um tempo de partida de 4,56 s. Estes valores são praticamente iguais aos obtidos nas simulações 3 e 4 (12,93% de queda de tensão com um tempo de partida de 4,83 s).

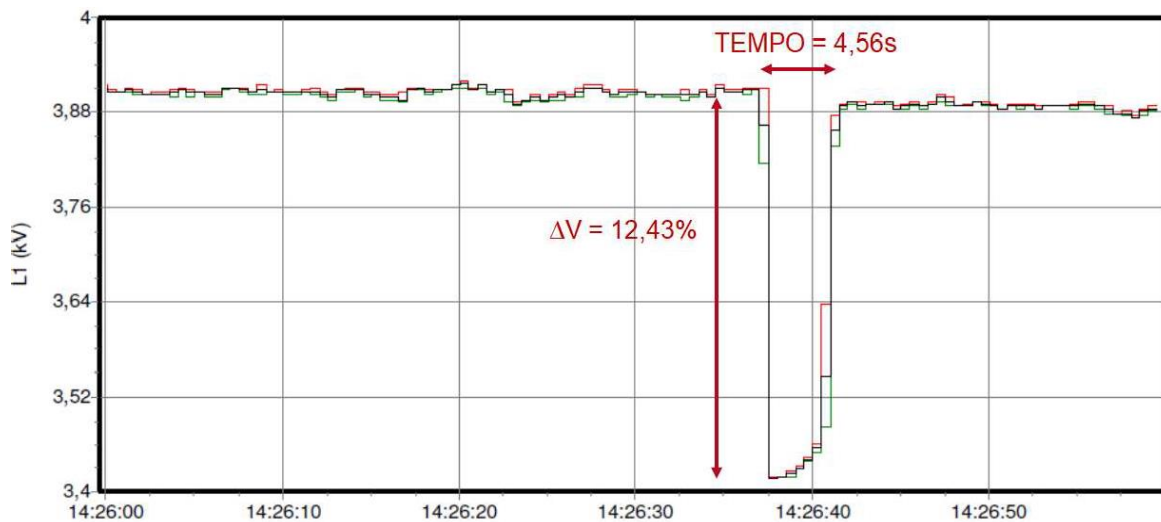


Figura 6.9 – Caso 1 - Zoom do gráfico da tensão na fase A da Partida Motor Reserva.

Na Figura 6.10 é apresentado um zoom da corrente na fase A da oscilografia da partida do motor reserva. Pode-se observar que a corrente real máxima obtida no circuito de alimentação do motor reserva, durante a partida do mesmo, foi de 1.627,2 A, correspondente a 5,65 vezes a corrente nominal ($I_n = 288$ A), com um tempo de partida de 4,56 s. Estes valores são praticamente iguais aos obtidos nas simulações 3 e 4 (1.651,75 A, aproximadamente $5,74 \times I_n$, com um tempo de partida de 4,83 s).

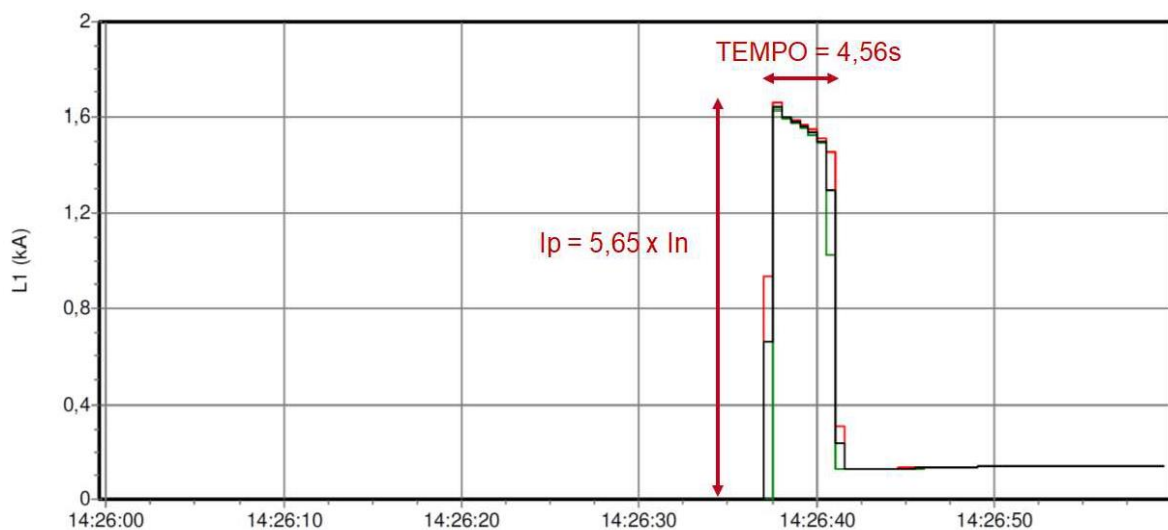


Figura 6.10 – Caso 1 - Zoom do gráfico da corrente na fase A da Partida Motor Reserva.

6.1.5 Análise do Sistema de Proteção

Apesar de não estar diretamente relacionado com o problema de qualidade de energia referente a queda de tensão na partida do motor principal do soprador, o sistema de proteção tem que ser capaz de evitar a queima do motor em caso de uma partida extremamente longa. Conforme descrito anteriormente, as quedas de tensão durante a partida dos motores geram um aumento no tempo de partida (aceleração), que se forem superiores aos seus limites de rotor bloqueado, provocam a queima dos mesmos. Desta forma, é de fundamental importância a implementação da função de partidas longas, denominada ANSI 48, nos relés de proteção. Esta proteção leva em consideração um valor de corrente pré-determinado (pick-up) e um tempo de atuação. Em outras palavras, se durante a partida o valor da corrente do motor lida pelo relé for igual ou superior ao valor ajustado no pick-up, e o tempo desta partida se igualar ao tempo definido, o relé irá atuar desligando o respectivo disjuntor, evitando assim a queima do motor.

No caso específico do sistema analisado, verificou-se que o ajuste encontrado no relé de proteção estava com uma temporização de 10 s, valor superior ao tempo de rotor bloqueado (7,2 s) informado pelo fabricante. De forma a garantir a proteção do motor e evitar a queima do mesmo, recomendou-se a alteração da temporização para 6 s, conforme apresentado na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Caso 1 – Ajustes da função ANSI 48 dos relés de proteção.

| | | |
|---|--|---------------------------|
| Circuito: | <i>Alimentadores dos Motores Principal e Reserva do Soprador de 4000 HP 6,6 kV</i> | |
| Relé: | <i>7SK8041 – SIEMENS</i> | |
| TCs Fase: | <i>400-5 A</i> | |
| TC Terra: | <i>50-5 A</i> | |
| Proteções de Partida Longa – ANSI 48 | | |
| Parâmetro | Ajuste Encontrado | Ajuste Recomendado |
| Pick-up | 2,00 x In (576 A) | 2,00 x In (576 A) |
| Tempo de Atuação | 10,0 s | 6,0 s |

6.1.6 Conclusões e Observações

Diante dos resultados apresentados, pode-se concluir que é de fundamental importância conhecer e controlar as quedas de tensão durante a partida de motores, de forma a evitar problemas de desligamentos indevidos e até mesmo a queima de equipamentos, tais como os próprios motores. No caso específico de partida de motores, também deverão ser calculados, através de um estudo de partida dinâmica, e analisados os tempos de partida (aceleração) dos mesmos, de forma a comparar com os tempos limites de rotor bloqueado fornecidos pelos fabricantes. Ressalta-se ainda que, o sistema de

proteção deverá contemplar a implementação de uma função específica (ANSI 48) para atuação quando da ocorrência de tempo muito longo de partida.

Em relação a este estudo de caso apresentado, pode-se concluir que após a implementação da solução provisória proposta (alimentação da barra de 6,9 kV através do terciário do transformador T02 de 20/25 MVA 245-6,9 kV), o sistema elétrico analisado teve uma queda de tensão inferior a condição original (alimentação da barra de 6,9 kV através do transformador T01 de 15/20 kV 33-6,9 kV) e dentro dos limites recomendados pelas normas vigentes, o que proporcionou a partida do motor reserva do soprador. Além disso, implementou-se também a função ANSI 48, no relé de proteção instalado no cubículo de alimentação do motor do painel da barra de 6,9 kV, de forma a garantir a integridade do motor, evitando a sua queima, em caso de algum problema no sistema elétrico que venha a resultar em uma partida extremamente longa.

Como solução definitiva para este problema, recomendou-se a aquisição e instalação de um inversor de frequência para o acionamento destes motores, uma vez que este equipamento permite um controle eficaz durante a partida, mantendo o nível de tensão da barra praticamente no seu valor nominal. Outros métodos de partida tais como soft-starter, reostato líquido, autotransformador e partida triângulo estrela foram analisados, porém além de apresentarem afundamentos de tensão, eram incompatíveis com os motores.

6.2 CASO 2 – VARIAÇÕES DE TENSÃO DE LONGA DURAÇÃO

O nível de tensão é responsável por expressar da forma mais simples a qualidade de energia de um determinado circuito ou do fornecimento de energia a uma certa região. No intuito de controlar e garantir níveis adequados na tensão de fornecimento, a utilização de reguladores de tensão (RT's) tem sido uma prática frequente há muitos anos. Nos circuitos de média e alta tensão, quedas de tensão são causadas basicamente pela impedância da linha e pela carga instalada ao longo do alimentador. Quanto maior a impedância e quanto maior o valor da corrente (carga), mais acentuada é a queda de tensão. [25]. Estas quedas de tensão podem causar o mau funcionamento e até mesmo o desligamento de alguns equipamentos instalados nas indústrias, provocando a interrupção na produção e consequentemente prejuízos financeiros consideráveis.

Desligamentos bruscos e inesperados de cargas, podem causar sobretensões consideráveis, que além do mau funcionamento dos equipamentos, podem causar até a queima dos mesmos.

O motivo principal para a apresentação deste estudo de caso, é comprovar através de testes e medições, a eficácia da instalação de um regulador de tensão na entrada de uma indústria cimenteira real, localizada no final de uma linha de transmissão de 69 kV à uma distância considerável, em torno de 50 km, da subestação da concessionária local de energia, para o controle das variações de tensão de longa duração. Foi reportado pela equipe técnica da planta, que quando da inauguração da fábrica, as variações de tensão no ponto de conexão com a concessionária local de energia, provocavam muitos desligamentos. Verificou-se que ao longo desta linha de 69 kV, existem outras cargas sendo alimentadas, o que agrava ainda mais a qualidade da energia no ponto de conexão. De forma a minimizar estas variações de tensão e os respectivos impactos gerados, a concessionária local instalou um regulador de tensão de 25/30 MVA 69-69 kV no ponto de conexão com esta indústria, e a medição do consumo para a conta de energia é realizada na saída deste equipamento. As cargas internas da planta são alimentadas por circuitos de 6,6 kV, conectados a duas barras de 6,6 kV, alimentadas por dois transformadores (T01 e T02) de 69-6,6 kV, sendo T01 de 12/15 MVA e T02 de 10/12 MVA. A Figura 6.11 apresenta um diagrama unifilar simplificado, demonstrando este sistema elétrico.

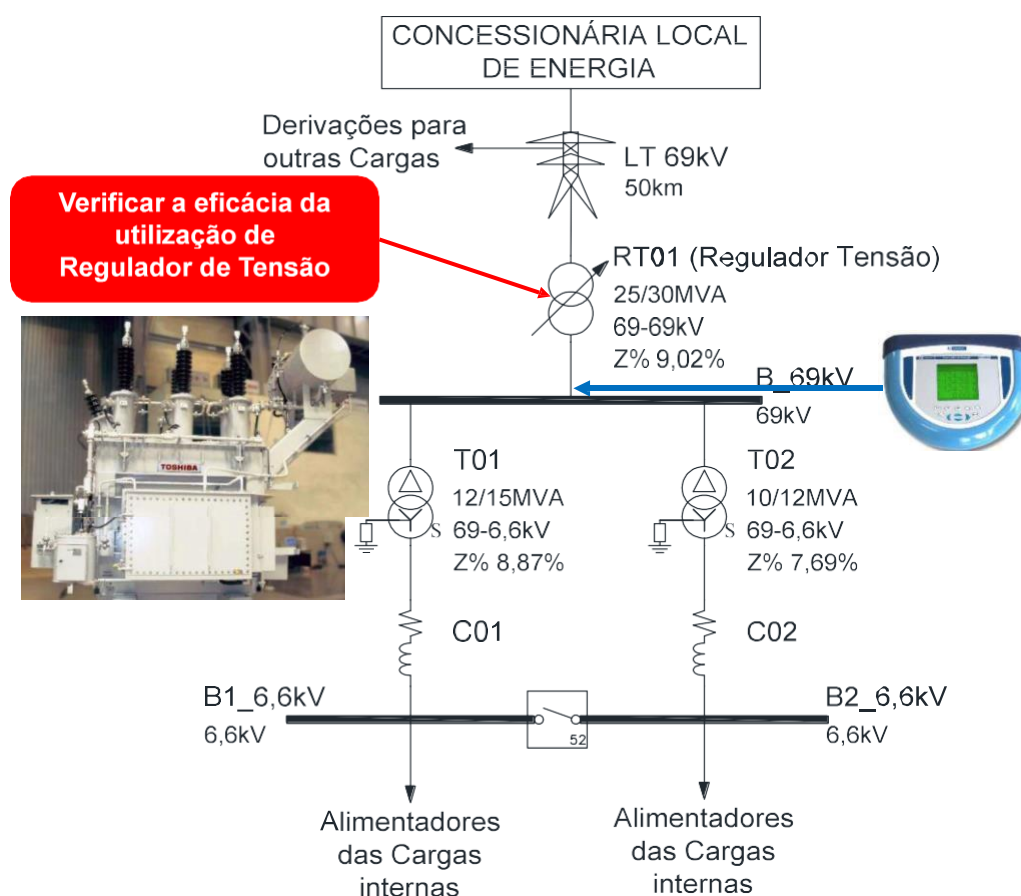


Figura 6.11 – Caso 2 - Diagrama Unifilar Simplificado.

Foi instalado um analisador de energia na saída do regulador, de forma a registrar graficamente as variações de tensão durante a realização dos testes apresentados neste trabalho, comprovando a eficácia da utilização deste equipamento para a garantir a qualidade de energia no ponto de conexão.

6.2.1 Dados do Regulador de Tensão

O regulador de tensão instalado pela concessionária, consiste em um autotransformador de 25/30 MVA 69-69 kV, com um comutador de tapes automático sob carga, com 14 estágios podendo elevar em até 10% a tensão secundária no ponto de entrega. Nas Figuras B.1, B.2, B.3 e B.4 do ANEXO B.1 são apresentadas as placas de dados do autotransformador, do comutador de tapes automático sob carga, do indicador de posição dos tapes e do relé regulador de tensão (AVR) Tipo MK 20 da MR, respectivamente.

6.2.2 Configurações dos Testes

Foram definidos 3 testes, considerando as seguintes configurações:

- 1º Teste – Subtensão no sistema e uma atuação do AVR

Foi desligado um estágio do banco de capacitores existente, de forma a provocar uma subtensão no sistema, e foram mantidos ajustes dos parâmetros encontrados no AVR, conforme Figura B.4 do ANEXO B.1, sensibilidade de $\pm 3\%$ da tensão nominal ($V_n = 69\text{kV}$) e curva de temporização de 40 s.

- 2º Teste – Sobretensão no sistema e uma atuação do AVR

Foi realizada a rejeição (desligamento) de algumas cargas, de forma a provocar uma sobretensão no sistema, e foi reduzida a sensibilidade para $\pm 2\%$ da V_n e aumentada a curva de temporização para 120 s do AVR.

- 3º Teste – Subtensão no sistema e duas atuações do AVR

Foram desligados dois estágios do banco de capacitores existente, de forma a provocar uma subtensão no sistema, e foi reduzida a sensibilidade para $\pm 1\%$ da V_n , porém mantida a curva de temporização encontrada no AVR de 40 s.

Ressalta-se que, os valores de subtensão e sobretensão foram definidos de forma a não prejudicar ou colocar em risco a operação normal da planta, que se encontrava em plena carga. Neste caso, a quantidade de estágios do banco de capacitores e de cargas que foram desligadas, foi definida para gerar variações de tensão dentro dos limites

considerados adequados pelo Módulo 8 do PRODIST [7], ou seja, valores dentro de uma faixa entre 95% a 105% da tensão nominal.

6.2.3 Resultados dos Testes – Tempos Medidos X Tempos Esperados

Com o objetivo de comparar os tempos reais de atuação do regulador, frente às variações de tensão no sistema elétrico analisado, com os tempos esperados de acordo com os ajustes dos parâmetros de controle do regulador, foi instalado um analisador de energia EMBRASUL, modelo RE6000, ver Figura 6.12, na saída deste regulador em 69 kV.



Figura 6.12 – Caso 2 – Analisador de Energia EMBRASUL, modelo RE6000.

Na Figura 6.13 é apresentado o gráfico das tensões no instante de uma comutação de tapes do regulador, considerando o mesmo operando com os parâmetros ajustados conforme encontrado (1º Teste), sensibilidade de $\pm 3\%$ da V_n e temporização de 40 s.

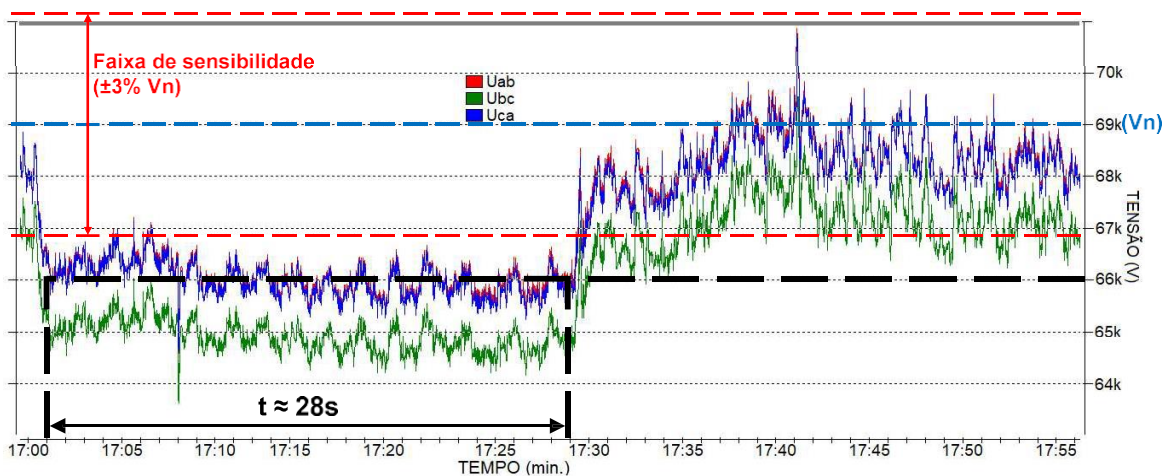


Figura 6.13 – Caso 2 - Gráfico das medições de tensões do 1º Teste.

Pode-se observar que a variação de tensão atingiu um valor menor que 3% em relação a tensão nominal de 69 kV, sendo medida em torno de 66 kV, que corresponde a uma queda de aproximadamente 4,35%. O sistema permaneceu operando com este valor de tensão durante um tempo de 28 s, e neste momento, ocorreu a comutação automática do tape do regulador. Após esta comutação automática do tape, a tensão medida foi de aproximadamente 68 kV. Como este valor corresponde a uma variação de tensão em torno de 1,45%, o regulador de tensão não realizou uma nova comutação automática do tape.

Na Figura 6.14 é apresentado o gráfico das tensões no instante de uma comutação de tapes do regulador, considerando o mesmo operando com os parâmetros ajustados para o 2º Teste, ou seja, sensibilidade de $\pm 2\%$ e temporização de 120 s.

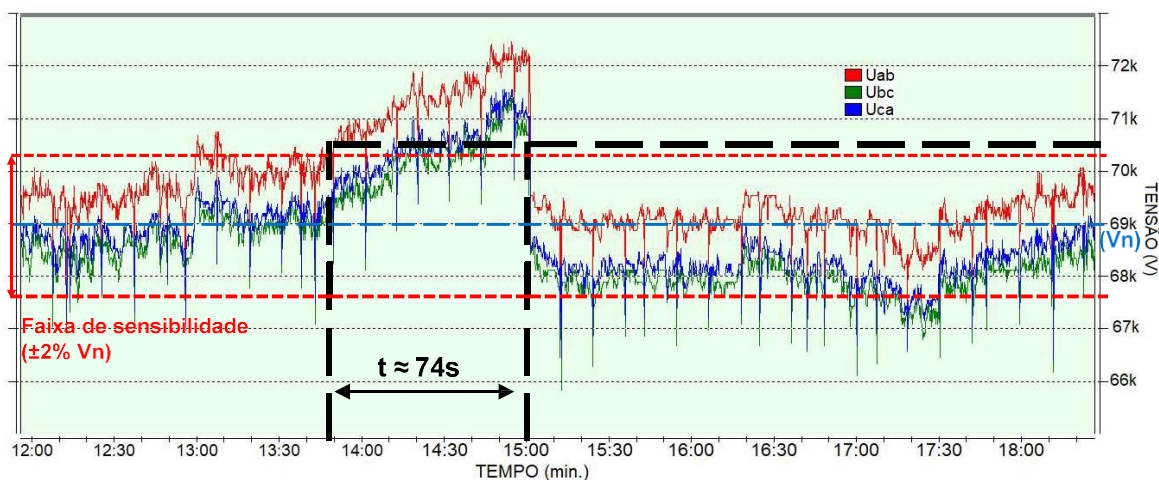


Figura 6.14 – Caso 2 - Gráfico das medições de tensões do 2º Teste.

Pode-se observar que a variação de tensão atingiu um valor maior que 2% em relação a tensão nominal de 69 kV, sendo medida em torno de 70,5 kV, que corresponde a uma sobretensão de aproximadamente 2,17%. O sistema permaneceu operando com este valor de tensão durante um tempo de 74 s, e neste momento, ocorreu a comutação automática do tape do regulador. Após esta comutação automática do tape, a tensão medida foi de aproximadamente 69 kV. Como este valor corresponde a uma variação de tensão em torno de 1,05%, o regulador de tensão não realizou uma nova comutação automática do tape.

Na Figura 6.15 é apresentado o gráfico das tensões no instante de duas comutações simultâneas de tapes do regulador, considerando o mesmo operando com os parâmetros ajustados para o 3º Teste, ou seja, sensibilidade de $\pm 1\%$ da V_n e temporização de 40 s.

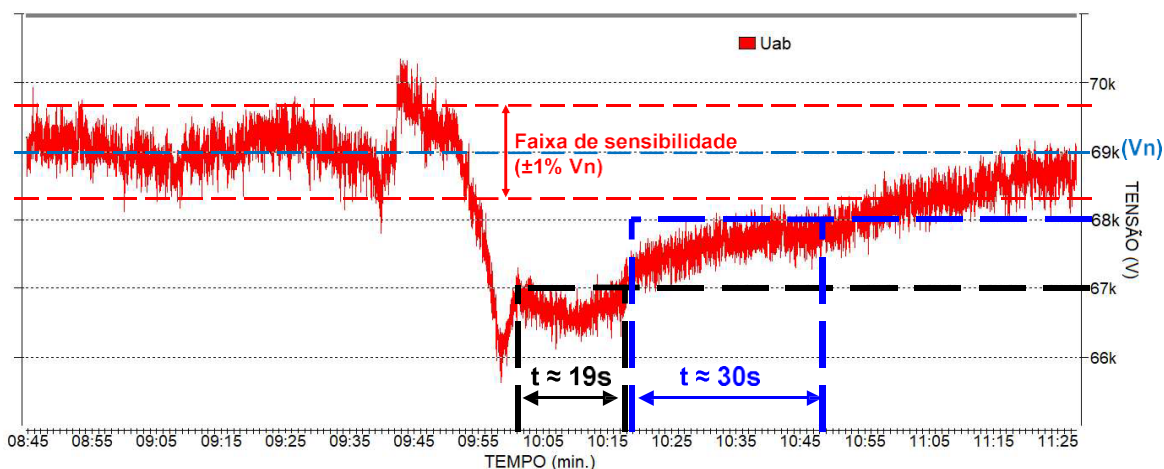


Figura 6.15 – Caso 2 - Gráfico das medições de tensões do 3º Teste.

Pode-se observar que a variação de tensão atingiu um valor maior que 1% em relação a tensão nominal de 69 kV, sendo medida em torno de 67 kV, que corresponde a uma variação de aproximadamente 2,90%. O sistema permaneceu operando com este valor de tensão durante um tempo de 19 s, e neste momento, ocorreu a primeira comutação automática do tape do regulador. Após esta primeira comutação automática do tape, a tensão medida foi de aproximadamente 68 kV. Como este valor, que corresponde a uma variação de tensão em torno de 1,45%, permaneceu durante um tempo de aproximadamente 30s, o regulador de tensão realizou uma nova comutação automática do tape. Após esta segunda comutação automática do tape, a tensão medida foi em torno de 69 kV, ou seja, aproximadamente o seu valor nominal.

De posse dos valores medidos, apresentados acima, utilizou-se a curva de atuação do AVR, apresentada na Figura B.4 do ANEXO B.1, cujo eixo vertical representa a variação percentual da tensão medida no momento, em relação ao valor da tensão nominal do sistema ($\Delta U[\%]$), dividido pelo ajuste do parâmetro referente a sensibilidade ($E[\pm\%]$), também conhecido como a faixa de tolerância da diferença de tensão.

No caso do 1º Teste, há os seguintes parâmetros:

- Temporização = 40 s, parâmetro referente a inclinação da curva de atuação;
- $\Delta U[\%] = 4,3\%$, considerando 66 kV medidos e 69 kV nominal;
- $E[\pm\%] = 3\%$, ajuste encontrado no comutador;
- $\Delta U[\%] / E[\pm\%] \approx 1,4$.

Considerando os valores da Temporização e do $\Delta U[\%] / E[\pm\%]$ descritos anteriormente, tem-se um tempo de comutação automática do AVR de aproximadamente 29 s, conforme apresentado na Figura 6.16.

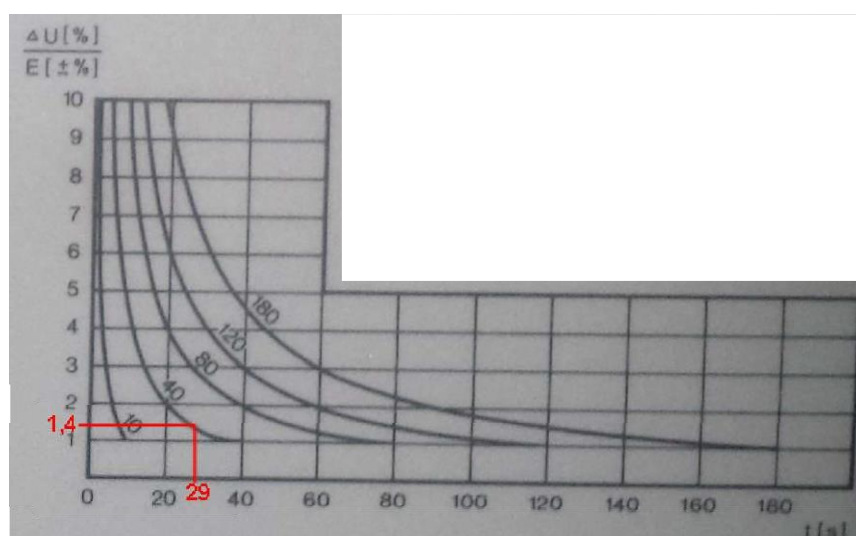


Figura 6.16 – Caso 2 - Curva de comutação do regulador de tensão para o 1º Teste.

Pode-se observar que o tempo de comutação automática do AVR medido (28 s) foi muito próximo do valor calculado e obtido na curva apresentada na parte frontal do comutador (29 s).

No caso do 2º Teste, há os seguintes parâmetros:

- Temporização = 120 s, parâmetro referente a inclinação da curva de atuação;
- $\Delta U[\%] = -2,3\%$, considerando 70,59 kV medidos e 69 kV nominal;
- $E[\pm\%] = 2\%$, ajuste encontrado no comutador;
- $\Delta U[\%] / E[\pm\%] \approx 1,15$.

Considerando os valores da Temporização e do $\Delta U[\%] / E[\pm\%]$ descritos anteriormente, tem-se um tempo de comutação automática do AVR de aproximadamente 76 s, conforme apresentado na Figura 6.17.

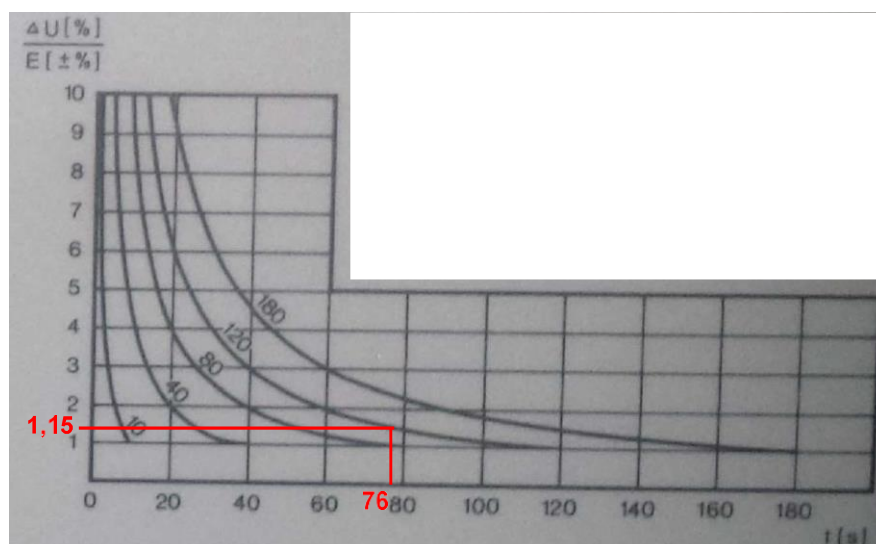


Figura 6.17 – Caso 2 - Curva de comutação do regulador de tensão para o 2º Teste.

Pode-se observar que o tempo de comutação automática do AVR medido (74 s) foi muito próximo do valor calculado e obtido na curva apresentada na parte frontal do comutador (76 s).

No caso do 3º Teste, há os seguintes parâmetros:

- Temporização = 40 s, parâmetro referente a inclinação da curva de atuação;
- $\Delta U[\%] = 2,89\%$ no primeiro nível, considerando 67 kV medidos e 69 kV nominal;
- $\Delta U[\%] = 1,45\%$ no segundo nível, considerando 68 kV medidos e 69 kV nominal;
- $E[\pm\%] = 1\%$, ajuste encontrado no comutador;
- $\Delta U[\%] / E[\pm\%] \approx 2,89$ no primeiro nível.

- $\Delta U[\%] / E[\pm\%] \approx 1,45$ no segundo nível.

Considerando os valores da Temporização e do $\Delta U[\%] / E[\pm\%]$, nos dois níveis, descritos anteriormente, tem-se um tempo de comutação automática do AVR de aproximadamente 18 s no primeiro nível e de 30 s no segundo nível, conforme apresentado na Figura 6.18.

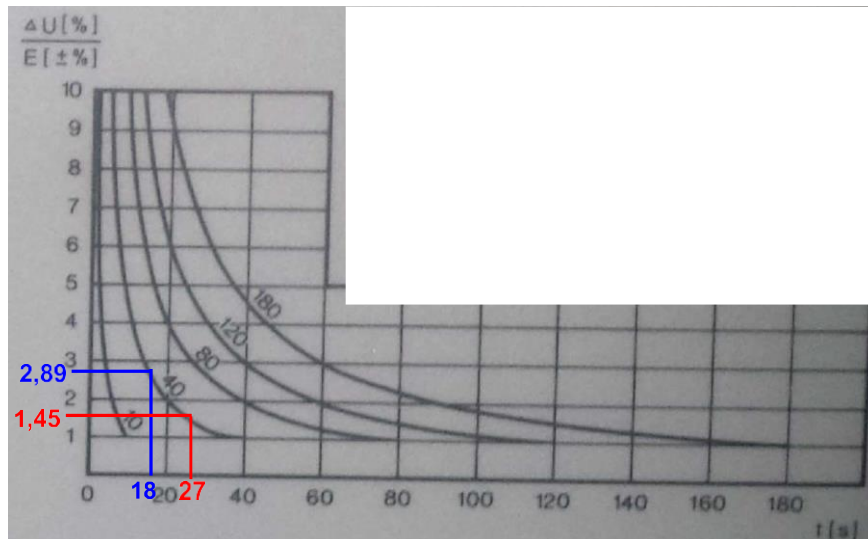


Figura 6.18 – Caso 2 - Curva de comutação do regulador de tensão para o 3º Teste.

Pode-se observar que os tempos de comutação automática do AVR medidos (19 s, no primeiro nível, e 30 s, no segundo nível) foram muito próximos dos valores calculados e obtidos na curva apresentada na parte frontal do comutador (18 s e 27 s, respectivamente).

Na Tabela 6.2 são apresentados os resumos dos testes realizados, contemplando os parâmetros ajustados em cada teste, bem como os tempos de atuação do AVR medidos e calculados.

Tabela 6.2 – Caso 2 - Resumo dos testes realizados.

| Testes | Parâmetros Ajustados | | $\frac{\Delta U[\%]}{E[\pm\%]}$ | Tempos Atuação AVR | |
|--------|----------------------|------------------|---------------------------------|--------------------|----------------|
| | Sensibilidade (E) | Temporização (s) | | Medidos (s) | Calculados (s) |
| 1º | ±3% | 40 | 1,4 | 28 | 29 |
| 2º | ±2% | 120 | 1,4 | 74 | 75 |
| 3º | +1% | 40 | 2,89 (1º nível) | 19 | 18 |
| | | | 1,45 (2º nível) | 30 | 27 |

6.2.4 Conclusão e Recomendações

Diante dos resultados apresentados, pode-se verificar que o regulador de tensão instalado na entrada da planta industrial analisada, operou corretamente, realizando a comutação de taps dentro dos tempos esperados, de acordo com os ajustes definidos no AVR. Nos três testes realizados os tempos obtidos foram bem próximos dos tempos

esperados (calculados). Desta forma, pode-se concluir que é extremamente recomendável a instalação de um regulador de tensão para garantir a qualidade da energia elétrica no ponto de conexão entre a planta e a concessionária local, principalmente quando o comprimento da linha de transmissão entre elas é considerável.

6.3 CASO 3 – TRANSITÓRIOS OSCILATÓRIOS DE BAIXA FREQUÊNCIA

Como já mencionado anteriormente neste trabalho, com o objetivo de reduzir custos e otimizar o desempenho do sistema de energia elétrica, concessionárias de energia e grandes consumidores comumente utilizam bancos de capacitores como alternativa para regulação de tensão, bem como para correção do fator de potência. Em geral, bancos de capacitores podem ser manobrados várias vezes ao dia para reagir às condições de carregamento do sistema elétrico no qual estão inseridos. Manobras em bancos de capacitores em derivação podem acarretar em severas solicitações, de tensão e corrente, aos equipamentos do sistema, causando transitórios de frequências elevadas cuja intensidade depende da configuração dos componentes da rede, da potência de curto-circuito, da quantidade de bancos de capacitores e de suas respectivas potências, das reatâncias dos barramentos da subestação, da presença de para-raios e reatores limitadores de corrente, etc. [51]. Desta forma, observa-se a necessidade de estudos específicos para a instalação de banco de capacitores em cada sistema elétrico com o intuito de determinar os valores de sobretensões e sobrecorrentes advindas de suas manobras.

O motivo principal para a apresentação deste estudo de caso é analisar alternativas para a solução de um problema de qualidade de energia elétrica, referente a transitórios eletromagnéticos, em um sistema elétrico de uma planta industrial de um Terminal Integrador Portuário, no qual se fez necessária a correção de reativos através da inclusão de bancos de capacitores. Devido à grande variação do perfil das cargas desta planta, os bancos de capacitores foram definidos com estágios e instalados no sistema de média tensão (alimentados pelos painéis de 13,8 kV), porém o chaveamento destes estágios gera transitórios oscilatórios que podem provocar o mau funcionamento do sistema e até mesmo a queima dos equipamentos.

Neste estudo de caso serão apresentados os resultados das análises de três alternativas para a mitigação dos transitórios oscilatórios gerados no chaveamento dos estágios dos bancos de capacitores necessários no sistema elétrico da planta industrial

analisada. Foram realizadas 12 simulações utilizando o programa ATPDraw, comprovando-se que Alternativa 1, adoção de reatores e resistores em série com os bancos de capacitores, foi a melhor em relação ao custo-benefício, pois além da redução significativa dos níveis de THD, de 12,2% para 1,3%, obteve-se a mitigação dos transitórios eletromagnéticos para valores de sobretensões de 105% de V_n e sobrecorrentes de $4,47 \times I_n$.

6.3.1 Descrição do Sistema Elétrico

O sistema elétrico do Terminal Integrador Portuário analisado é suprido de energia elétrica por meio de duas linhas de 138 kV da concessionária local. As Barras I e II são responsáveis pela alimentação das cargas desta planta em 13,8 kV, tensão reduzida através de dois transformadores de força de 138-13,8 kV.

Para a correção do fator de potência no ponto de conexão entre esta planta e a concessionária local de energia, definiu-se no projeto a instalação de dois bancos de capacitores de 2,2 MVar, divididos em 2 estágios de 1,1 MVar cada, alimentados pelas Barras A e C, conforme Figura 6.19.

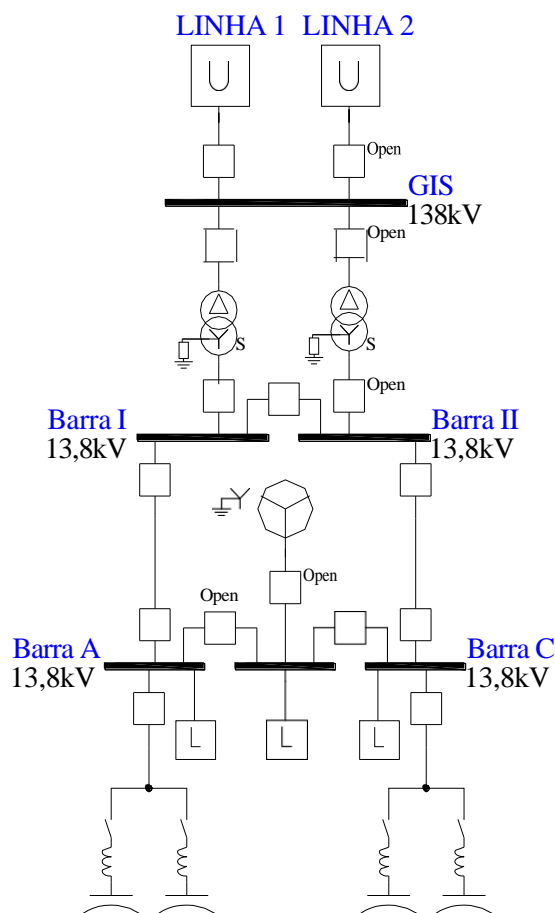


Figura 6.19 – Caso 3 - Diagrama Unifilar Simplificado.

6.3.2 Modelamento do Sistema Elétrico

Modelou-se o sistema elétrico do Terminal Integrador Portuário, no software ATPDraw, considerando uma fonte equivalente na da Barra A de 13,8 kV, seu respectivo banco de capacitor, ou seja, apenas dois estágios de 1,1 MVAR e a carga equivalente nesta barra, conforme Figura 6.20. Esta consideração foi realizada, uma vez que o TIE de interligação opera normalmente aberto, não há possibilidade operacional de paralelismo entre os dois bancos de capacitores e os mesmos são idênticos.

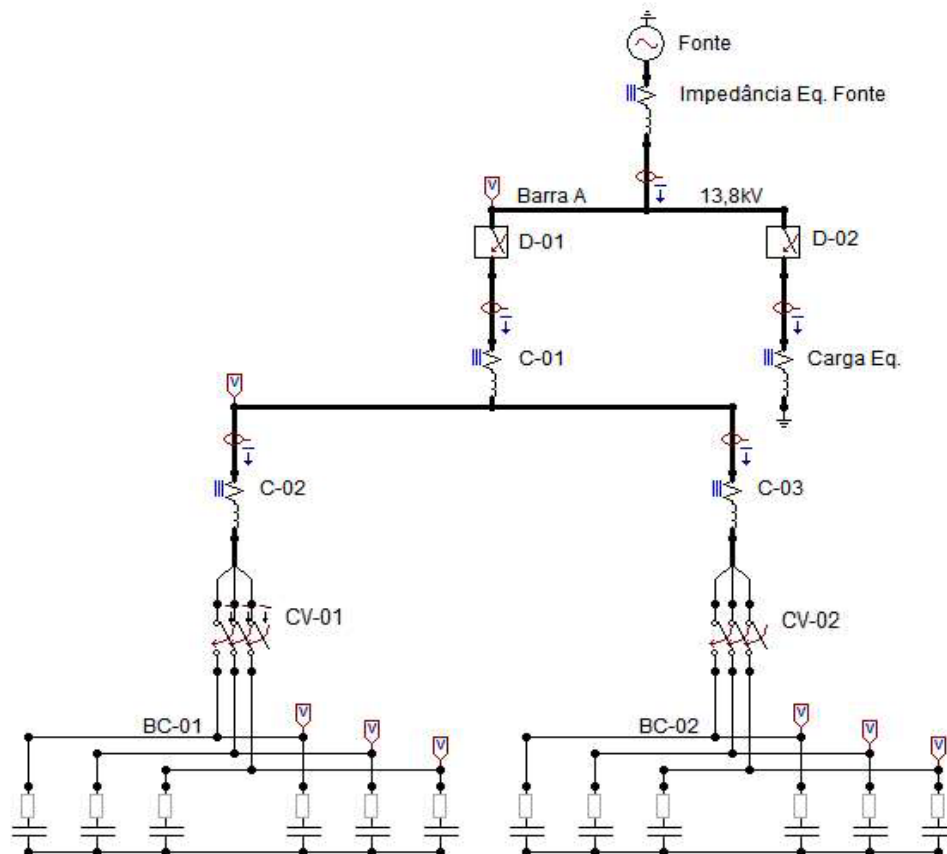


Figura 6.20 – Caso 3 - Modelamento do Sistema Elétrico Equivalente com BC.

Fontes de Alimentação

Modelou-se a alimentação do sistema como uma fonte de tensão trifásica a partir do modelo AC source (1&3), com 13,8 kV eficaz entre fases. A impedância equivalente da fonte foi modelada a partir do modelo RLC 3-ph, com $R = 0,2623 \Omega$ e $L = 4,129 \text{ mH}$, calculados a partir do valor da corrente de curto-circuito trifásico na Barra A igual a 5,2 kA.

Cabos de Força

O modelo RLC 3-ph foi utilizado para a representação dos cabos de força, com R e L calculados a partir dos valores considerando-se os parâmetros elétricos obtidos de

catálogos de cabos de média tensão Eprotenax 15 kV, sendo 1 cabo monopolar por fase com bitola igual a 50 mm² e comprimentos: C-01 = 15 m, C-02 e C-03 = 5 m.

Carga Equivalente Barra A

Modelou-se as cargas alimentadas na Barra A, como uma carga equivalente a partir do modelo RLC 3-ph, com $R = 25,5413 \Omega$ e $L = 47,247 \text{ mH}$, calculados a partir dos valores apresentados na Tabela 6.3.

Tabela 6.3 – Caso 3 - Dados Elétricos da Carga Equivalente da Barra A.

| TENSÃO (kV) | S (kVA) | FP | I (A) |
|----------------|------------|-------|----------|
| 13,8 | 6,115 | 0,82i | 255,76 |

Bancos de Capacitores

Utilizou-se dois estágios BC-01 e BC-02 com conexão Duplo-estrela Isolada para o modelamento dos bancos de capacitores, sendo duas unidades capacitivas de 183,33 kVAr em 13,8 kV por fase, totalizando 1,1 MVar por estágio. Cada unidade capacitiva foi modelada como um elemento linear a partir do modelo Capacitor com $C = 7,660787 \mu\text{F}$.

6.3.3 Simulações e Resultados

Foram simuladas as manobras de chaveamento dos dois estágios dos bancos de capacitores (BC-01 e BC-02), considerando as suas características elétricas definidas no projeto, descritas no item anterior.

Para a mitigação dos transitórios eletromagnéticos gerados durante o chaveamento dos estágios BC-01 e BC-02, analisou-se três alternativas:

- 1ª Alternativa – Utilização de Filtros Harmônicos.

Nesta alternativa, considerou-se a inclusão dos resistores R-01 e R-02, ambos de $1,14 \Omega$ e dos reatores L-01 e L-02, ambos de 31,8 mH, em série com os bancos de capacitores definidos no projeto inicial, formando filtros harmônicos sintonizados na 3,8ª ordem harmônica.

Estes elementos foram modelados como elementos lineares a partir dos modelos Resistor e Indutor.

- 2ª Alternativa - Utilização de chave seccionadora tripolar à vácuo em cada estágio com um sistema de monitoramento Zero Voltage Closing (ZVC).

Este sistema é capaz de realizar a manobra individual de cada fase no instante em que a tensão passa por zero, no momento seguinte ao comando de fechamento.

Modelou-se as chaves à vácuo CV-01 e CV-02, como monopolares, a partir do modelo Switch time_controlled.

- 3ª Alternativa – Adoção das alternativas 1 e 2 em conjunto.

Nesta alternativa, considerou-se a adoção das duas primeiras alternativas apresentadas em conjunto, ou seja, utilização de filtros harmônicos e chave seccionadora tripolar à vácuo em cada estágio com um sistema de monitoramento denominado ZVC.

Na Figura 6.21 é apresentado o modelamento do sistema elétrico equivalente utilizado nas simulações das alternativas descritas acima.

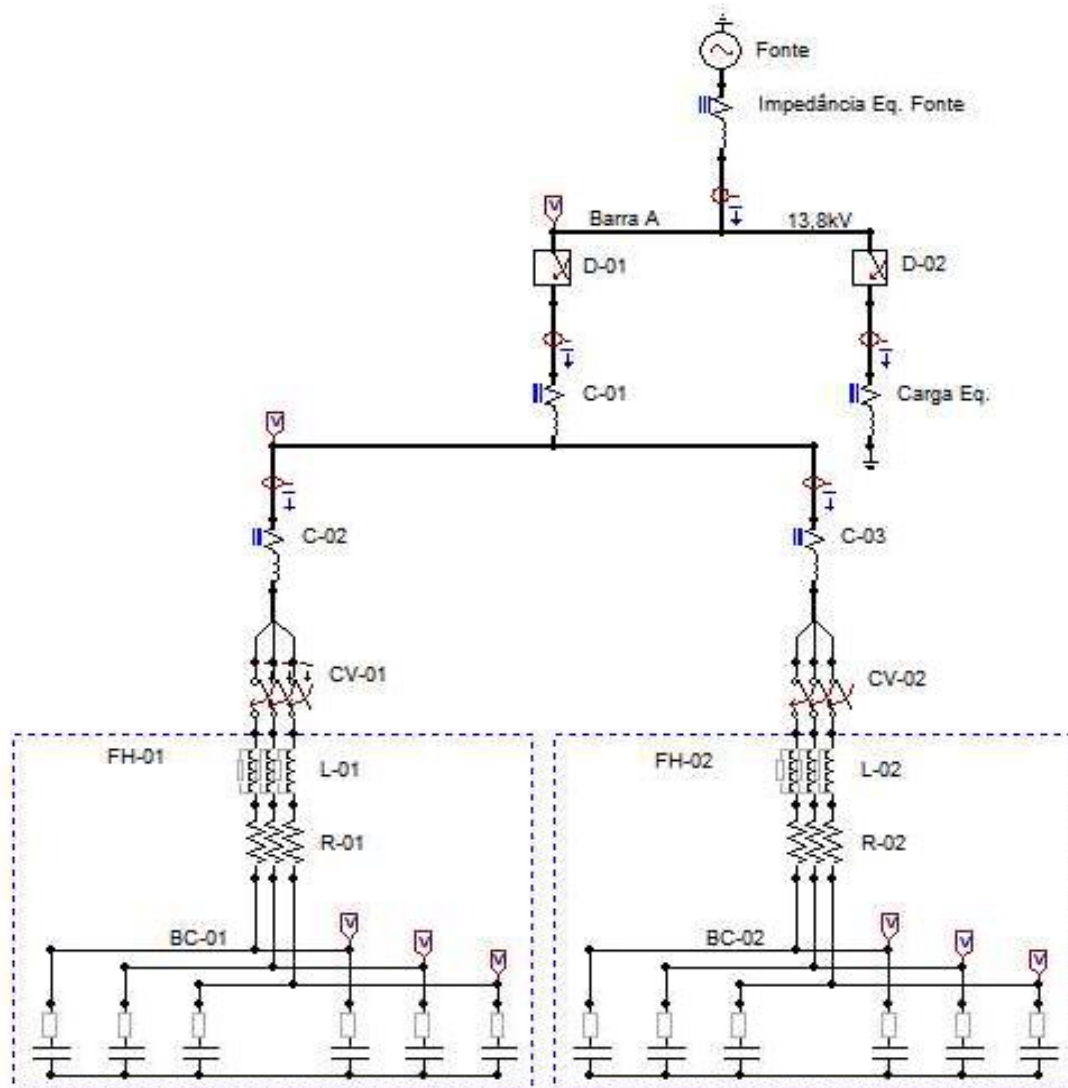


Figura 6.21 – Caso 3 - Modelamento Sistema Elétrico Equivalente com FH e Chave ZVC.

De forma a comprovar a eficácia dos métodos de mitigação descritos anteriormente, bem como definir qual o mais recomendado para este sistema elétrico analisado, realizou-se 12 simulações, sendo 8 manobras de fechamento (energização) e 4 manobras de abertura

das chaves CV-01 e CV02. As características referentes a estas simulações são descritas na Tabela 6.4.

Tabela 6.4 – Caso 3 - Dados Elétricos da Carga Equivalente da Barra A.

| SIMULAÇÃO | CV-01 | CV-02 | ALTERNATIVA MITIGAÇÃO | R-01, R-02 L-01 e L-02 | ZVC |
|---------------------|--------------|--------------|------------------------------|-------------------------------|------------------|
| 1 | Fechamento | Aberta | - | Sem a inclusão | Sem a utilização |
| 2 (back-to-back) | Fechada | Fechamento | - | Sem a inclusão | Sem a utilização |
| 3 | Fechamento | Aberta | 1 | Com a inclusão | Sem a utilização |
| 4 (back-to-back) | Fechada | Fechamento | 1 | Com a inclusão | Sem a utilização |
| 5 | Fechamento | Aberta | 2 | Sem a inclusão | Com a utilização |
| 6 (back-to-back) | Fechada | Fechamento | 2 | Sem a inclusão | Com a utilização |
| 7 | Fechamento | Aberta | 3 | Com a inclusão | Com a utilização |
| 8 (back-to-back) | Fechada | Fechamento | 3 | Com a inclusão | Com a utilização |
| 9 | Abertura | Aberta | - | Sem a inclusão | Sem a utilização |
| 10 | Fechada | Abertura | - | Sem a inclusão | Sem a utilização |
| 11 | Abertura | Aberta | 1 | Com a inclusão | Sem a utilização |
| 12 | Fechada | Abertura | 1 | Com a inclusão | Sem a utilização |

Conforme resultados apresentados na Tabela 6.5, pode-se observar que a sobretensão máxima de pico obtida na Barra A foi de 186% da tensão nominal (V_n), durante a energização do BC-01, sem a mitigação dos transitórios eletromagnéticos (Simulação 1). Este valor está bem acima do recomendado pelos fabricantes de inversores de frequência e equipamentos eletrônicos ($V_{max} < 130\%$ para transitórios).

Tabela 6.5 – Caso 3 - Resultados das Simulações.

| SIMULAÇÃO | SOBRETENSÕES (x V_n) | | | SOBRECORRENTES (x I_n) | | |
|---------------------|--|--------------|--------------|--|--------------|--------------|
| | BARRA A | BC-01 | BC-02 | BARRA A | BC-01 | BC-02 |
| 1 | 1,86 | 1,88 | - | 2,53 | 10,21 | - |
| 2 (back-to-back) | 1,39 | 1,48 | 1,42 | 2,08 | 225,58 | 225,79 |
| 3 | 1,05 | 1,85 | - | 1,5 | 4,47 | - |
| 4 (back-to-back) | 1,05 | 1,74 | 1,73 | 2,41 | 3,25 | 4,43 |
| 5 | 1,32 | 1,32 | - | 1,59 | 4,75 | - |
| 6 (back-to-back) | 1,16 | 1,17 | 1,18 | 1,36 | 91,64 | 92,23 |
| 7 | 1,01 | 1,39 | - | 1,18 | 2,66 | - |
| 8 (back-to-back) | 1,01 | 1,36 | 1,41 | 1,18 | 2,34 | 2,45 |
| 9 | 1,02 | 1,46 | - | - | - | - |
| 10 | 1,00 | 1,02 | 1,46 | - | - | - |
| 11 | 1,01 | 1,55 | - | - | - | - |
| 12 | 1,02 | 1,05 | 1,57 | - | - | - |

Apesar das sobretensões máximas obtidas nos bancos de capacitores serem da ordem de 188% de V_n , pode-se verificar na Figura 6.22, que o tempo é da ordem de milissegundos, o que não provoca danos aos mesmos.

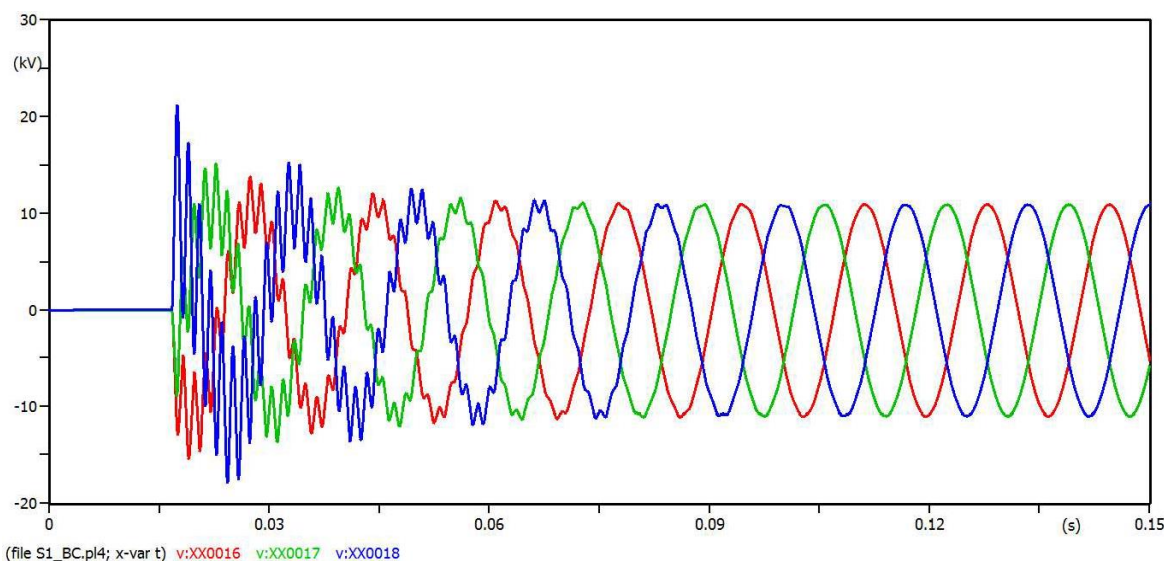


Figura 6.22 – Caso 3 - Simulação 1 - Tensões no BC-01 durante a energização do mesmo.

Com a adoção da Alternativa 1 (Simulações 3 e 4), as sobretensões na Barra A reduziram para valores em torno de 105% V_n . As sobretensões máximas de pico obtidas na Barra A, considerando a Alternativa 2 (Simulações 5 e 6), foram de 132% V_n , demonstrando que o instante de fechamento das chaves influi nos resultados, e que a utilização do ZVC contribuiu para minimizar as sobretensões transitórias. Para as Simulações 7 e 8 (Alternativa 3), pode-se observar que as tensões obtidas na Barra A foram próximas a nominal e as sobretensões máximas de pico nos bancos de capacitores foram de 141% V_n .

Nesta mesma tabela, pode-se verificar que as manobras de abertura das chaves CV-01 e CV-02, Simulações 9, 10, 11 e 12, não provocam sobretensões significativas na Barra A. Entretanto, os valores máximos das sobretensões obtidos nos bancos de capacitores foram de 157% V_n .

Em relação as sobrecorrentes transitórias, como era esperado, pode-se observar nos resultados apresentados na Tabela 6.5, que o valor máximo obtido foi de 225,79 vezes a corrente nominal (I_n) dos bancos, durante a energização do BC-02 na Simulação 2. Este valor está bem acima do recomendado, $100 \times I_n$, pela Norma NBR 5282 [31].

Estas correntes extremamente elevadas, correspondem a uma troca de energia entre os bancos BC-01 e BC-02, pouco influenciando a contribuição do sistema. Nomeia-se este tipo de energização de bancos de capacitores em paralelo, como back-to-back.

Na Figura 6.23 são apresentadas as correntes transitórias obtidas durante a energização do BC-02, considerando o BC-01 em operação (Simulação 2).

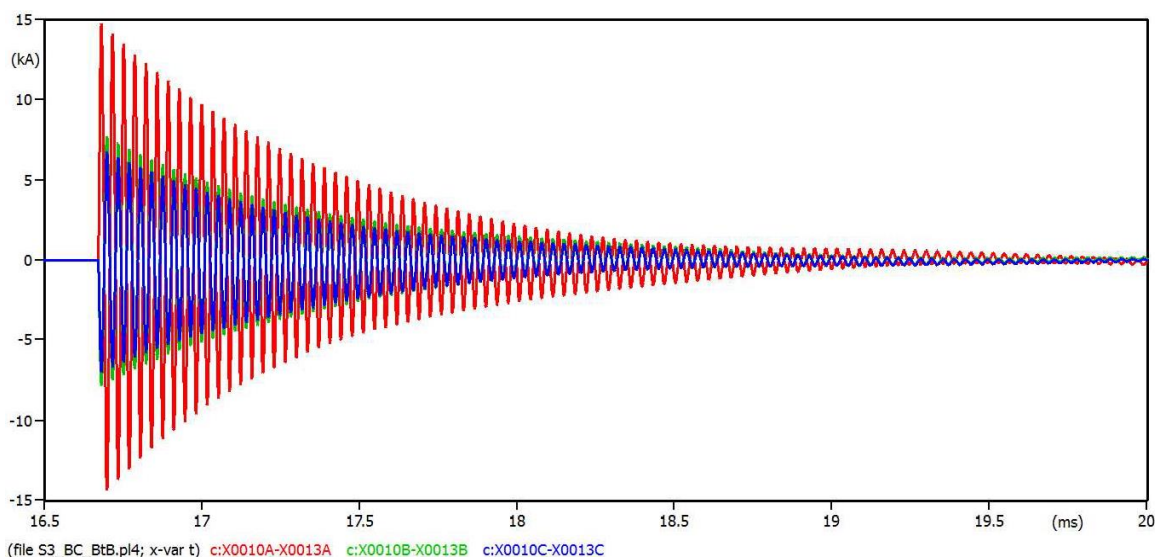


Figura 6.23 – Caso 3 - Simulação 2 - Correntes transitórias durante energização do BC-02.

Com a adoção da Alternativa 1 (utilização de filtro harmônico), pode-se observar na Tabela 6.5 e na Figura 6.24 que as sobrecorrentes máximas de pico obtidas na Simulação 4 (energização do BC-02 com o BC-01 em operação) chegaram a valores inferiores a $5 \times I_n$, o que representa uma redução significativa comparando com os valores obtidos na Simulação 2.

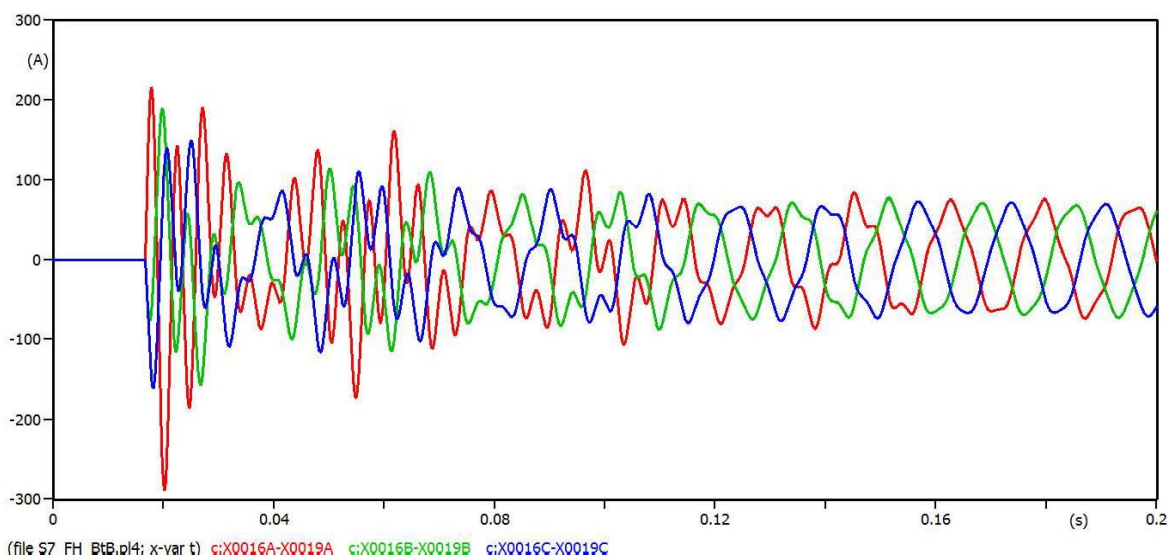


Figura 6.24 – Caso 3 - Simulação 4 - Correntes transitórias durante energização do FH-02.

Considerando a adoção da Alternativa 2 (utilização das chaves tripolares à vácuo com ZVC), pode-se observar que as sobrecorrentes máximas de pico obtidas foram em torno de $92,23 \times I_n$, conforme Tabela 6.5. Desta forma, apenas a adoção desta alternativa

reduz os valores das sobrecorrentes transitórias, porém os valores ficam próximos do limite de $100 \times I_n$, recomendado pela Norma NBR 5282 [31].

Na Figura 6.25 são apresentadas as correntes transitórias obtidas durante a energização do BC-02, considerando o BC-01 em operação e a utilização das chaves tripolares à vácuo com ZVC (Simulação 6).

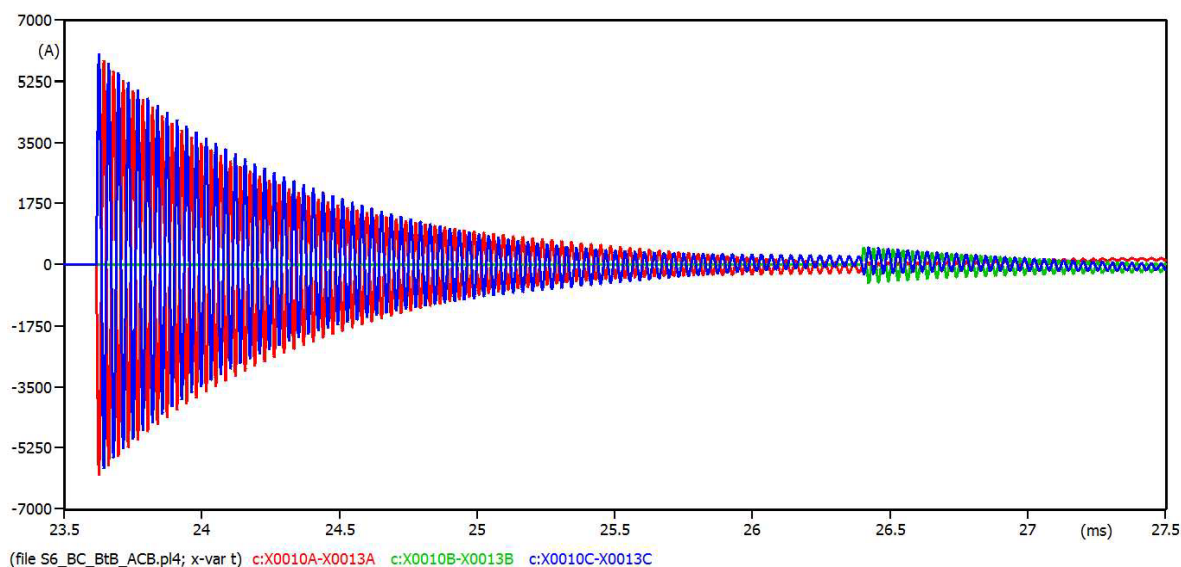


Figura 6.25 – Caso 3 - Simulação 6 - Correntes transitórias durante energização do BC-02.

Com a inclusão dos reatores e resistores em série com os bancos e capacitores (utilização dos filtros harmônicos) e a utilização das chaves tripolares à vácuo com ZVC, Alternativa 3, as sobrecorrentes transitórias de pico máximas obtidas na Simulação 8 (energização do BC-02 com o BC-01 em operação) foram de $2,45 \times I_n$.

6.3.4 Conclusões e Observações

Mediante os resultados obtidos a partir das 12 simulações realizadas, observa-se a importância dos estudos relativos à análise das alternativas para mitigar as solicitações transitórias de tensão e corrente as quais o sistema elétrico pode ser submetido devido às manobras de fechamento e abertura de bancos de capacitores.

Verificou-se que a forma (monopolar ou tripolar) e o instante de fechamento das chaves à vácuo influem diretamente nos valores das sobretensões e sobrecorrentes transitórias geradas no sistema. Os resultados obtidos com a utilização do sistema de monitoramento ZVC (Simulações 5, 6, 7 e 8), apresentaram valores inferiores aos das simulações com fechamento tripolar (Simulações 1, 2, 3 e 4). Entretanto, devido ao elevado custo de implementação, o valor das chaves com o sistema ZVC chega a 140% do

custo de uma comum, a mesma só deverá ser adotada quando apenas os filtros harmônicos não forem suficientes, sendo necessária a adoção da Alternativa 3.

Neste sistema analisado, pode-se concluir que a adoção da Alternativa 1 (utilização dos filtros harmônicos) é a mais recomendada, por mitigar os transitórios gerados durante o chaveamento dos equipamentos e por apresentar a melhor relação custo-benefício.

6.4 CASO 4 – HARMÔNICOS

O motivo principal para a apresentação deste estudo de caso é comprovar a eficácia da utilização de filtros harmônicos passivos para a solução de um problema de qualidade de energia elétrica, referente a harmônicos, em um sistema elétrico de uma mineradora, no qual se fez necessária a correção de reativos através da inclusão de bancos de capacitores, devido a instalação de novas cargas e ao remanejamento de cargas existentes. Diferente do Estudo de Caso 3, o perfil das cargas desta planta é bem constante, o que não gerou a necessidade de estágios para os bancos de capacitores. Entretanto, os bancos de capacitores deste estudo de caso foram instalados nos sistemas de baixa tensão (alimentados pelos painéis de 460 V). Devido à grande presença de inversores de frequência nestes painéis, os níveis de distorções de harmônicos obtidos foram extremamente elevados.

Desta forma, este estudo de caso apresenta as medições de grandezas elétricas realizadas no sistema antes da inclusão das novas cargas, bem como uma análise das distorções de harmônicos geradas a partir da inclusão dos bancos de capacitores para corrigir o fator de potência no ponto de conexão com a concessionária local de energia, devido a instalação de novas cargas e ao remanejamento de cargas existentes.

Através de simulações realizadas no software SKM Power Tools (PTW), definiu-se a utilização de filtros harmônicos passivos para a mitigação dos harmônicos gerados, bem como para a correção do fator de potência no ponto de conexão da planta com concessionária local de energia.

Após a inclusão das novas cargas no sistema e do remanejamento de algumas existentes e da implementação do filtro harmônico passivo definido, foram realizadas novas medições de grandezas elétricas, comprovando a eficácia da adoção desta solução, que apesar de ser considerado como um método clássico e comum para a mitigação de harmônicos, é muito utilizado nas indústrias por possuir uma excelente relação de custo-benefício.

A Figura 6.26 apresenta um diagrama unifilar simplificado do sistema elétrico da mineradora em questão.

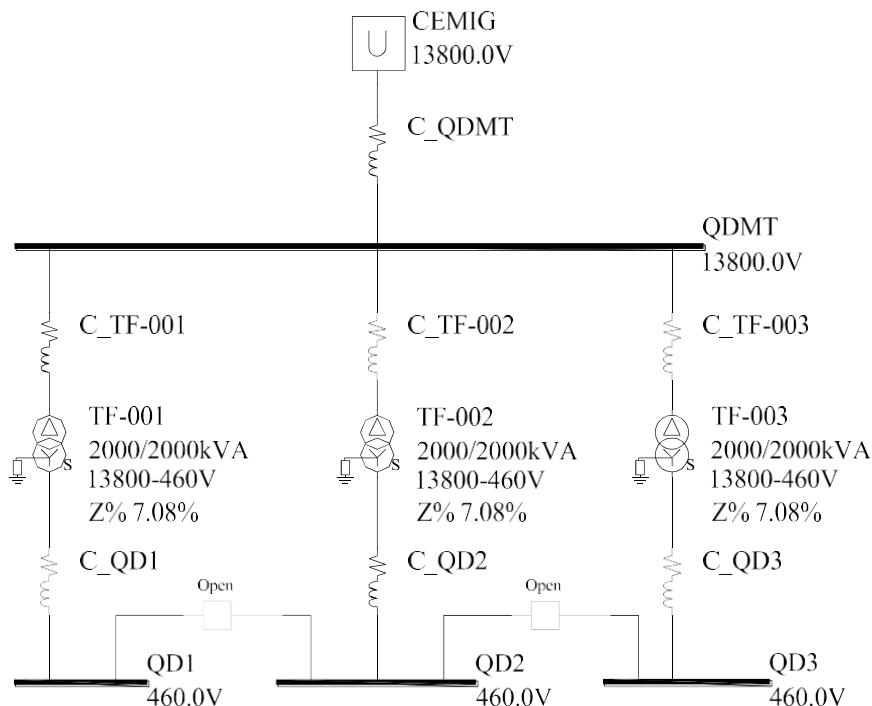


Figura 6.26 – Caso 4 - Diagrama Unifilar Simplificado.

6.4.1 1ª Medição sem a inclusão das Novas Cargas

De forma a obter os dados reais do sistema elétrico a ser analisado, realizou-se, antes da inclusão das novas cargas, medições de grandezas elétricas nas entradas dos painéis de 460 V (QD1, QD2 e QD3). As medições das grandezas elétricas foram realizadas simultaneamente com a utilização de três analisadores de energia EMBRASUL, modelo RE6000, ver Figura 6.27.



Figura 6.27 – Caso 4 – Analisador de Energia EMBRASUL, modelo RE6000.

É importante ressaltar que os disjuntores de interligação (TIE) dos painéis de 460 V (QD1, QD2 e QD3) operam normalmente abertos, ou seja, o sistema não opera com o paralelismo entre os transformadores TF-001, TF-002 e TF-003. Em caso de contingência, um dos disjuntores de interligação é fechado, mas um dos respectivos transformadores é

desligado, desta forma, pode-se em condições emergenciais um transformador alimentar dois painéis. Porém, nesta situação, há uma redução das cargas em função da potência nominal do transformador.

Na Figura 6.28 é apresentado o gráfico contendo os valores de potência ativa (P3f), reativa (Q3f) e aparente (S3f) medidos no QD1 de 460 V. Pode-se observar que o carregamento medido está inferior a potência nominal do transformador TF-001 (2 MVA).

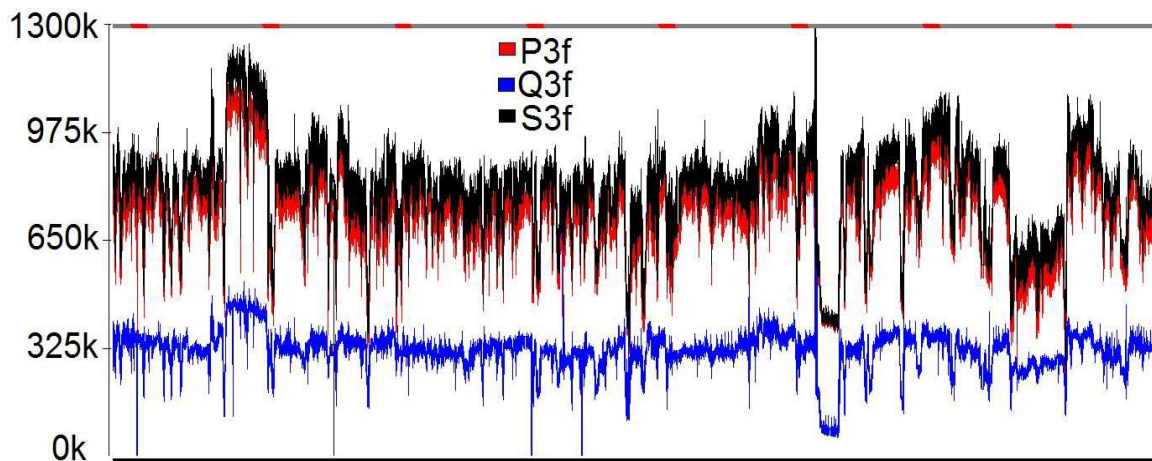


Figura 6.28 – Caso 4 - Gráfico da 1ª medição de potência ativa, reativa e aparente do QD1.

Em relação aos níveis de distorções de harmônicos de tensão (THD), pode-se observar na Figura 6.29 que o THD medido neste painel, está acima do limite de 8%, recomendado pelo IEEE 519 [35]. Apesar destes valores estarem superiores aos limites recomendados, não foi reportado, pela equipe técnica de manutenção da planta, nenhum problema ou mau funcionamento dos equipamentos alimentados por este painel. Verificou-se em campo que uma quantidade significativa dos motores, incluindo os que possuem as maiores potências, alimentados por este painel possuem o acionamento e controle realizados através de inversores de frequência de 6 pulsos.

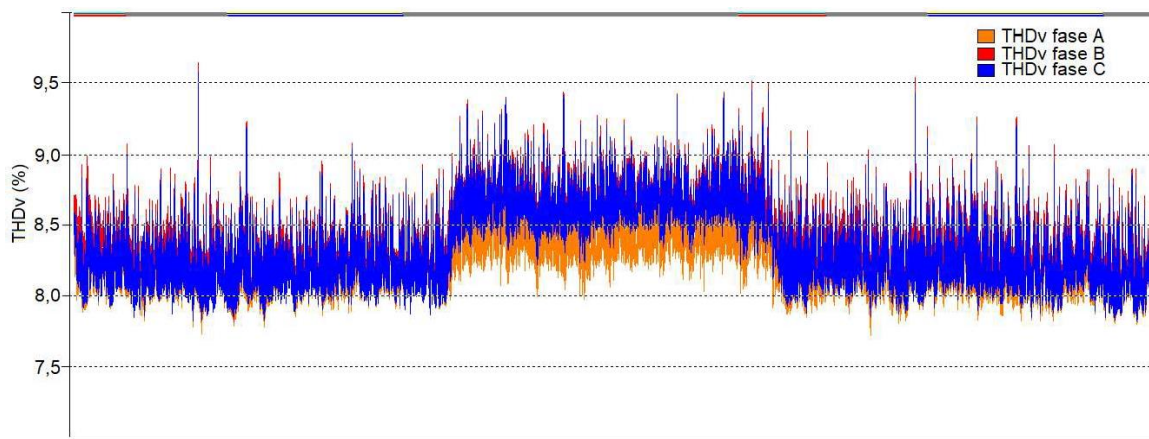


Figura 6.29 – Caso 4 - Gráfico da 1ª medição de THD do QD1.

Pode-se observar na Figura 6.30, que os valores de potência ativa (P_{3f}), reativa (Q_{3f}) e aparente (S_{3f}) medidos no QD2 de 460 V foram inferiores aos valores medidos no QD1. Desta forma, observa-se também que estes valores são inferiores a potência nominal do transformador TF-002 (2 MVA).

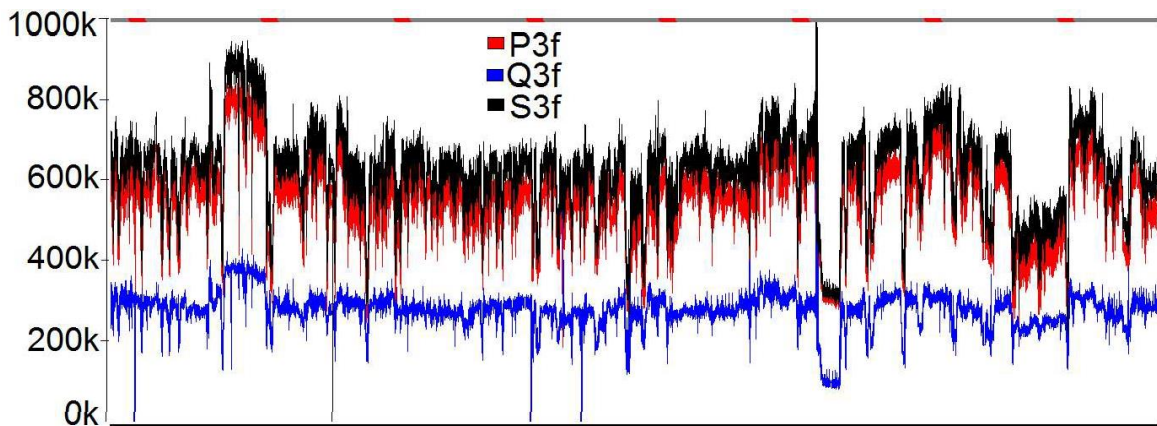


Figura 6.30 – Caso 4 - Gráfico da 1ª medição de potência ativa, reativa e aparente do QD2.

De maneira análoga ao painel QD1, uma quantidade significativa dos motores, incluindo os que possuem as maiores potências, alimentados pelo QD2 possuem o acionamento e controle realizados através de inversores de frequência de 6 pulsos. Entretanto, conforme Figura 6.31 o THD medido neste painel, está levemente abaixo do limite de 8%, recomendado pelo IEEE 519 [35].

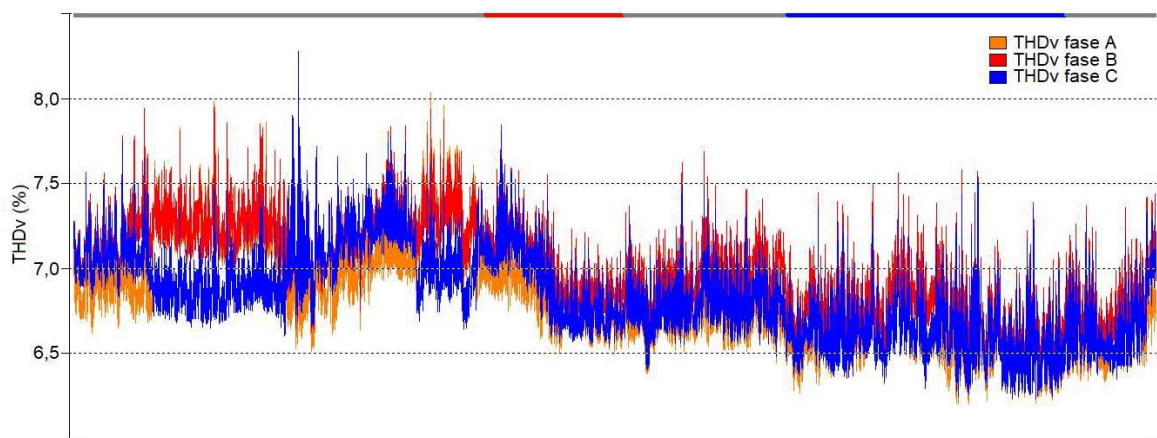


Figura 6.31 – Caso 4 - Gráfico da 1ª medição de THD do QD2.

O painel QD3 apresentou os maiores valores de potência ativa (P_{3f}), reativa (Q_{3f}) e aparente (S_{3f}) medidos, em relação aos três painéis de 460 V que compõe este sistema elétrico. Entretanto, estes valores também estão inferiores a potência nominal do transformador TF-003 (2 MVA). De acordo com o projeto de inclusão das novas cargas, apresentado pela equipe de manutenção da planta, uma pequena parte das cargas existentes

alimentadas por este painel, serão relocadas para o painel QD1, para a inclusão de novas neste painel, conforme pode-se verificar na Figura 6.32.

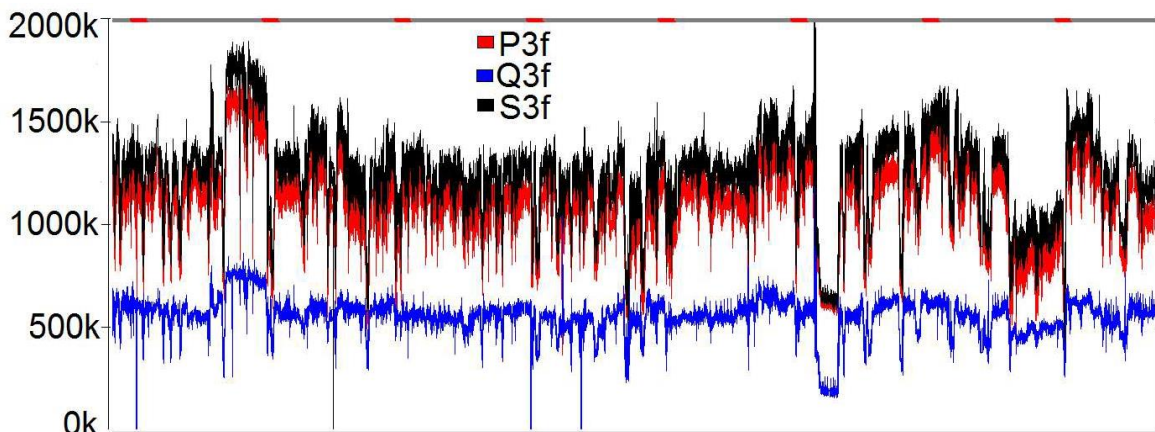


Figura 6.32 – Caso 4 - Gráfico da 1ª medição de potência ativa, reativa e aparente do QD3.

Apesar de ter apresentado os maiores valores de potência ativa (P3f), reativa (Q3f) e aparente (S3f) medidos, verificou-se em campo que menos de 50% dos motores, incluindo os que possuem as maiores potências, alimentados por este painel possuem o acionamento e controle realizados através de inversores de frequência de 6 pulsos. Desta forma, os valores de THD medidos neste painel foram os menores em relação aos demais, sendo bem inferiores ao limite de 8%, recomendado pelo IEEE 519 [35], conforme pode-se observar na Figura 6.33.

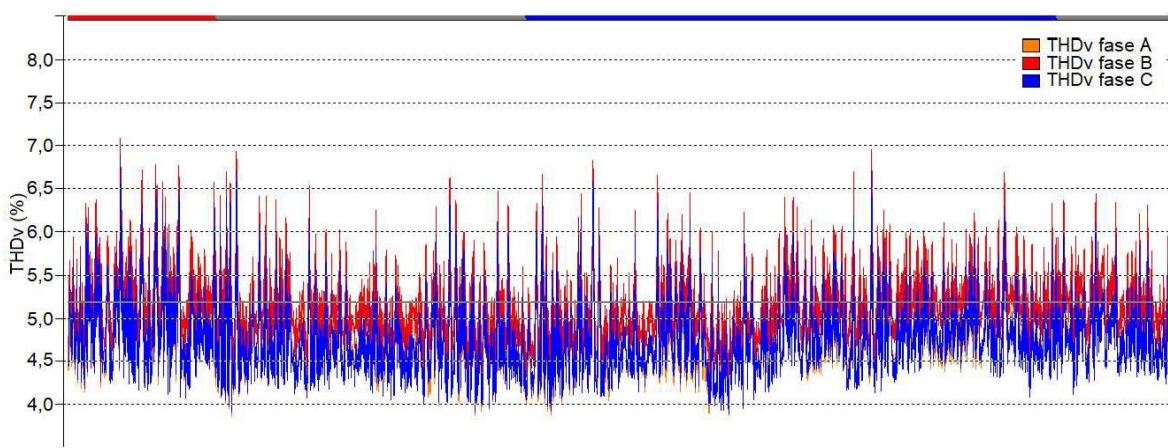


Figura 6.33 – Caso 4 - Gráfico da 1ª medição de THD do QD3.

6.4.2 Modelamento sem a inclusão das Novas Cargas

Para a realização das simulações de fluxo de potência e harmônicos do sistema elétrico antes da inclusão das novas cargas, utilizou-se o software SKM Power Tools (PTW 32) e os valores obtidos nas medições apresentadas anteriormente.

Fonte de Alimentação

A fonte de alimentação foi modelada como uma fonte equivalente, a partir do valor de curto-circuito trifásico simétrico fornecido pela concessionária local de energia no ponto de conexão em 13,8 kV de 1.016 A.

Cargas de Baixa Tensão Existentes

As cargas de baixa tensão existentes foram modeladas como uma carga equivalente em cada uma das barras de 460 V (Leq_QD-01, Leq_QD-02 e Leq_QD-03), utilizando os valores médios das potências obtidas nas medições.

Na Tabela 6.6 são apresentados os valores médios das cargas equivalentes das barras de 460 V utilizados na simulação.

Tabela 6.6 – Caso 4 - Potências Médias Leq_QD1, Leq_QD2 e Leq_QD3.

| CARGA EQUIVALENTE | kW | kVAr | kVA | FATOR DE POTÊNCIA |
|--------------------------|-----------|-------------|------------|--------------------------|
| Leq_QD1 | 735,593 | 268,002 | 782,894 | 0,939i |
| Leq_QD2 | 551,695 | 226,001 | 596,191 | 0,925i |
| Leq_QD3 | 1.103,379 | 502,002 | 1.212,546 | 0,910i |

A Tabela 6.7, apresenta a magnitude percentual dos valores dos espectros harmônicos de corrente divididos por ordem harmônica, obtidos através das medições realizadas nos painéis QD1, QD2 e QD3 de 460 V.

Tabela 6.7 – Caso 4 - Espectros das Correntes Harmônicas medidos nos QD1, QD2 e QD3.

| ORDEM HARMÔNICA | MAGNITUDE (%) | | |
|------------------------|----------------------|------------|------------|
| | QD1 | QD2 | QD3 |
| 1,0 | 100 | 100 | 100 |
| 3,0 | 0,320 | 0,250 | 0,165 |
| 5,0 | 11,070 | 11,770 | 11,090 |
| 7,0 | 4,620 | 5,050 | 4,490 |
| 9,0 | 0,570 | 0,710 | 0,430 |
| 11,0 | 0,420 | 0,570 | 0,870 |
| 13,0 | 0,390 | 0,610 | 1,200 |
| 15,0 | 0,330 | 0,340 | 1,200 |
| 17,0 | 0,620 | - | 1,400 |
| 19,0 | 0,590 | - | 0,870 |
| 21,0 | - | - | 0,780 |
| 23,0 | - | - | 0,650 |
| 25,0 | - | - | 0,560 |
| 27,0 | - | - | 0,480 |
| 29,0 | - | - | 0,630 |
| 31,0 | 0,310 | - | 0,460 |
| 33,0 | 1,860 | - | 1,130 |
| 37,0 | - | - | 0,300 |

6.4.3 Resultados das Simulações do Sistema Elétrico

Inicialmente, foram realizadas duas simulações, sendo a 1ª referente ao sistema elétrico conforme medições realizadas e a 2ª simulação, considerando a inclusão das novas cargas e o remanejamento de algumas existentes.

1ª Simulação: Sistema Elétrico sem a inclusão das Novas Cargas

Esta primeira simulação tem como objetivo consolidar o modelamento do sistema de acordo com as medições realizadas.

Pode-se observar na Figura 6.34, que o fator de potência obtido, no ponto de conexão da planta com a concessionária local de energia (0,924 i), está dentro dos limites definidos na Resolução Normativa nº 414 da ANEEL [52].

Foi confirmado pela equipe técnica que, nesta configuração, a mineradora não estava pagando multas devido a baixo fator de potência.

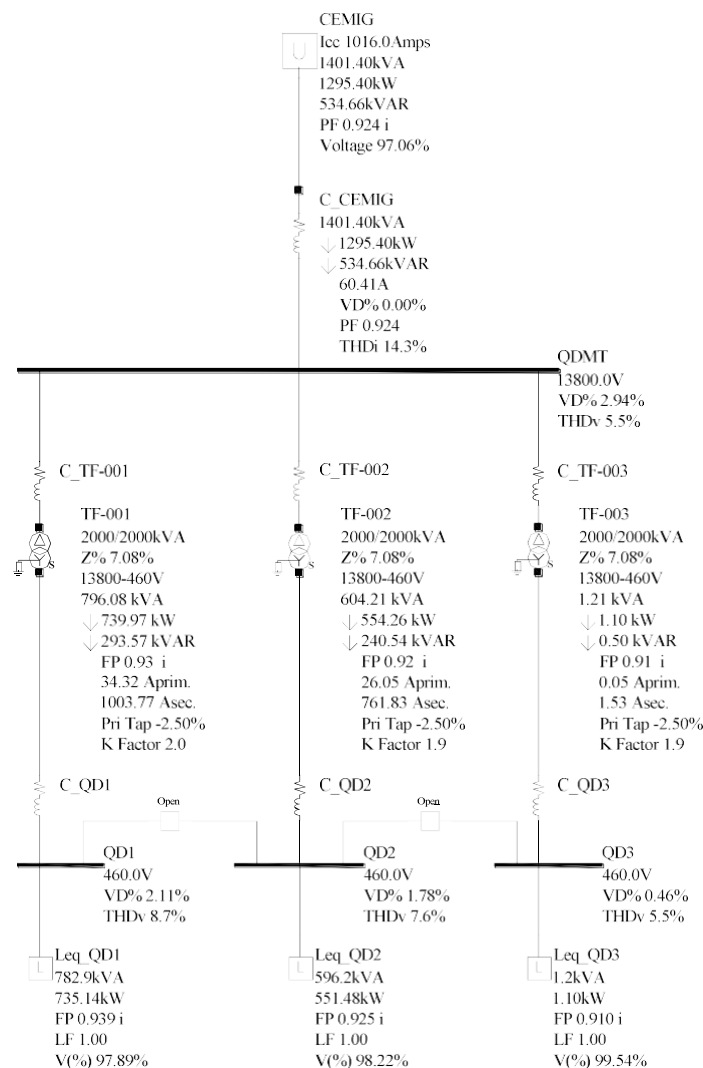


Figura 6.34 – Caso 4 - Diagrama Unifilar com os resultados da 1ª Simulação.

2ª Simulação: Sistema Elétrico com a inclusão das Novas Cargas

Para a realização desta simulação, considerou-se as cargas equivalentes, referentes aos painéis QD1, QD2 e QD3 de 460 V, conforme Tabela 6.8.

Tabela 6.8 – Caso 4 - Potências Médias Leq_QD1, Leq_QD2 e Leq_QD3.

| CARGA EQUIVALENTE | kW | kVAr | kVA | FATOR DE POTÊNCIA |
|-------------------|----------|--------|----------|-------------------|
| Leq_QD1 | 1.577,03 | 695,29 | 1.723,50 | 0,915i |
| Leq_QD2 | 1.247,71 | 579,22 | 1.375,60 | 0,907i |
| Leq_QD3 | 1.415,31 | 628,29 | 1.548,50 | 0,914i |

Pode-se observar na Figura 6.35, que o fator de potência obtido no ponto de conexão da planta com a concessionária local de energia (0,89 i), é bem inferior ao limite de 0,92 i definido na Resolução Normativa nº 414 da ANEEL [52] e ocorreu um aumento nos níveis de THD. O carregamento dos transformadores ainda permaneceu inferior a potência nominal dos mesmos.

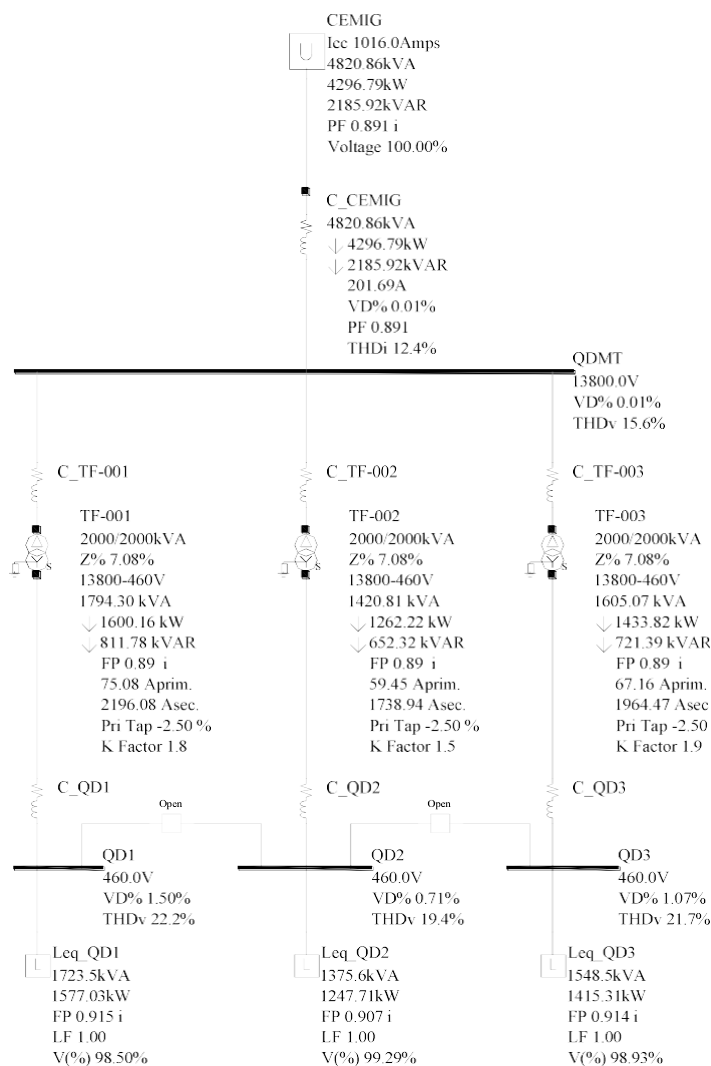


Figura 6.35 – Caso 4 - Diagrama Unifilar com os resultados da 2ª Simulação.

Com os resultados apresentados nesta segunda simulação, verificou-se a necessidade de inclusão de um montante de reativos da ordem de 900 kVAr, de forma a elevar o fator de potência no ponto de conexão, evitando assim o pagamento de multas com a inclusão das novas cargas.

Diante do exposto acima, foi realizada uma nova simulação considerando a inclusão de bancos de capacitores de 300 kVAr ($C = 4.314,42 \mu\text{F}$) em cada um dos painéis de 460 V.

3ª Simulação: Inclusão das Novas Cargas e Bancos de Capacitores

Pode-se observar na Figura 6.36, que o fator de potência obtido, no ponto de conexão da planta com a concessionária de energia (0,96 i), sendo este valor superior aos limites definidos na Resolução Normativa nº 414 da ANEEL [52]. Entretanto, devido a inclusão dos bancos de capacitores, os níveis de THD tiveram um aumento extremamente elevado, sendo da ordem de 57% na baixa tensão (460 V) e 42,9% na média tensão (13,8 kV).

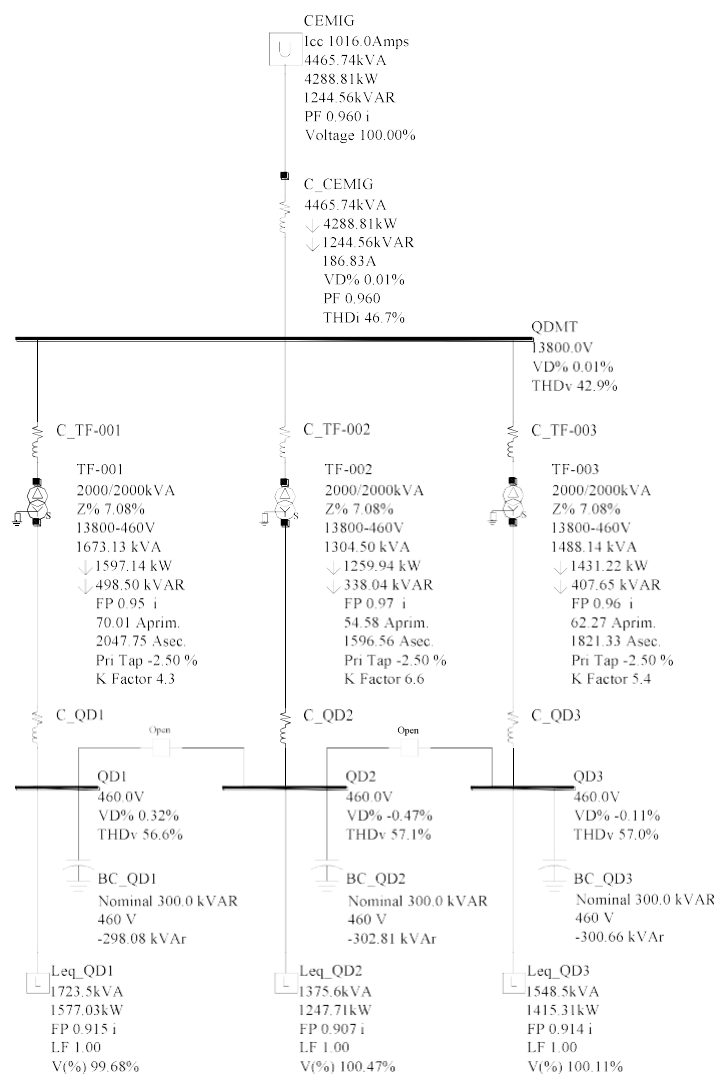


Figura 6.36 – Caso 4 - Diagrama Unifilar com os resultados da 3ª Simulação.

Analisando os espectros harmônicos de tensão obtidos nesta simulação, pode-se observar na Figura 6.37 que além da predominância, os valores dos espectros harmônicos de 5ª ordem (300 Hz) estão próximos a 60% do harmônico fundamental (60 Hz), o que justifica os elevados níveis de THD obtidos.

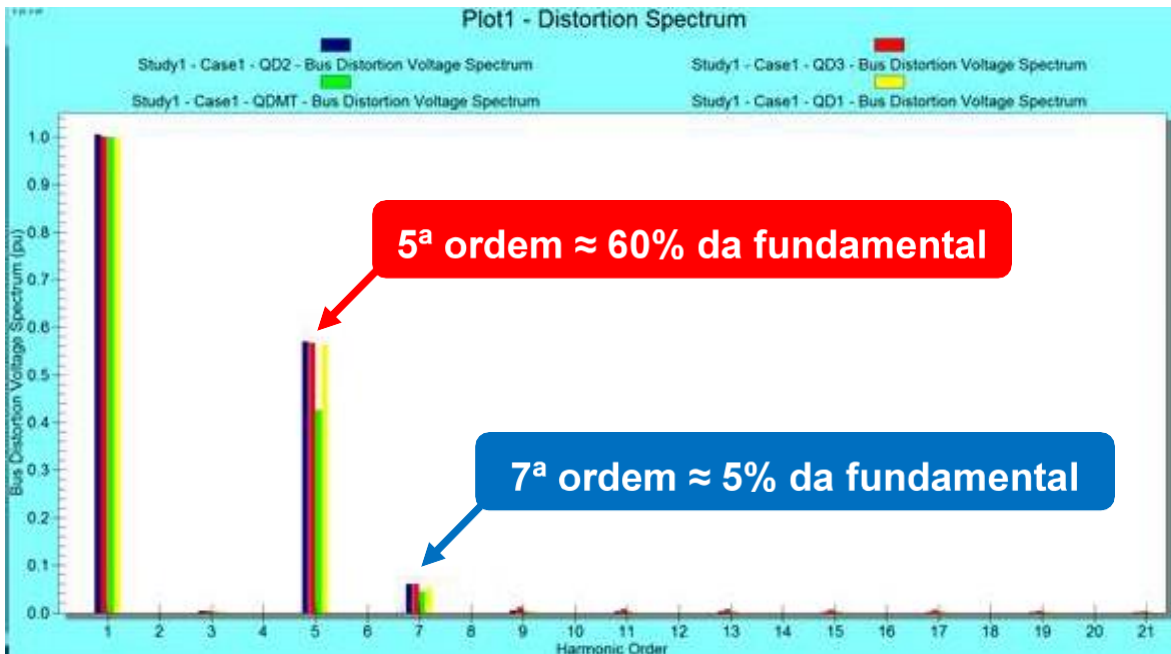


Figura 6.37 – Caso 4 - Espectro Harmônico gerado na 3ª Simulação.

4ª Simulação: Inclusão das Novas Cargas e Filtros Harmônicos

De forma a mitigar este problema de níveis extremamente elevados de harmônicos obtidos na 3ª Simulação, realizou-se uma nova simulação, considerando a adoção de uma solução muito utilizada, referente a inclusão de reatores em série com os bancos de capacitores, obtendo com o conjunto destes equipamentos um filtro harmônico passivo.

Para a realização desta 4ª simulação, os valores dos bancos de capacitores foram mantidos os mesmos (300 kVAr com $C = 4.314,42 \mu\text{F}$), uma vez que corrigiram o fator de potência no ponto de conexão para valores superiores a 0,92 i, evitando o pagamento de multas.

Para especificação e modelamento dos reatores, a serem instalados em série com estes bancos, considerou-se que os valores predominantes de harmônicos obtidos na 3ª Simulação foram de 5ª ordem. Desta forma, definiu-se os valores dos reatores com $L = 102 \text{ mH}$, de forma se obter filtros harmônicos próximos desta ordem (4,8°).

A partir do modelamento dos reatores definidos acima, os resultados apresentados nesta 4ª Simulação foram satisfatórios, uma vez que o fator de potência obtido, no ponto de conexão com a concessionária local, foi de 0,963 i, permanecendo superior a 0,92 i,

evitando o pagamento de multas. Entretanto, conforme pode-se observar na Figura 6.38, os níveis de THD obtidos, tiveram uma redução considerável, chegando a valores em torno de 7,1% no QD1, 4,4% no QD2, 6,9% no QD3 e 4,5% no QDMT de 13,8 kV, sendo os mesmos inferiores aos limites recomendados no IEEE Std. 519 [35].

Em relação ao carregamento dos transformadores, pode-se observar nesta mesma figura, que os mesmos continuam inferiores a potência nominal dos transformadores TF-001, TF-002 e TF-003 de 2 MVA, cada.

Outro ponto positivo apresentado nos resultados desta simulação, são os níveis de tensão que permaneceram próximos aos valores nominais.

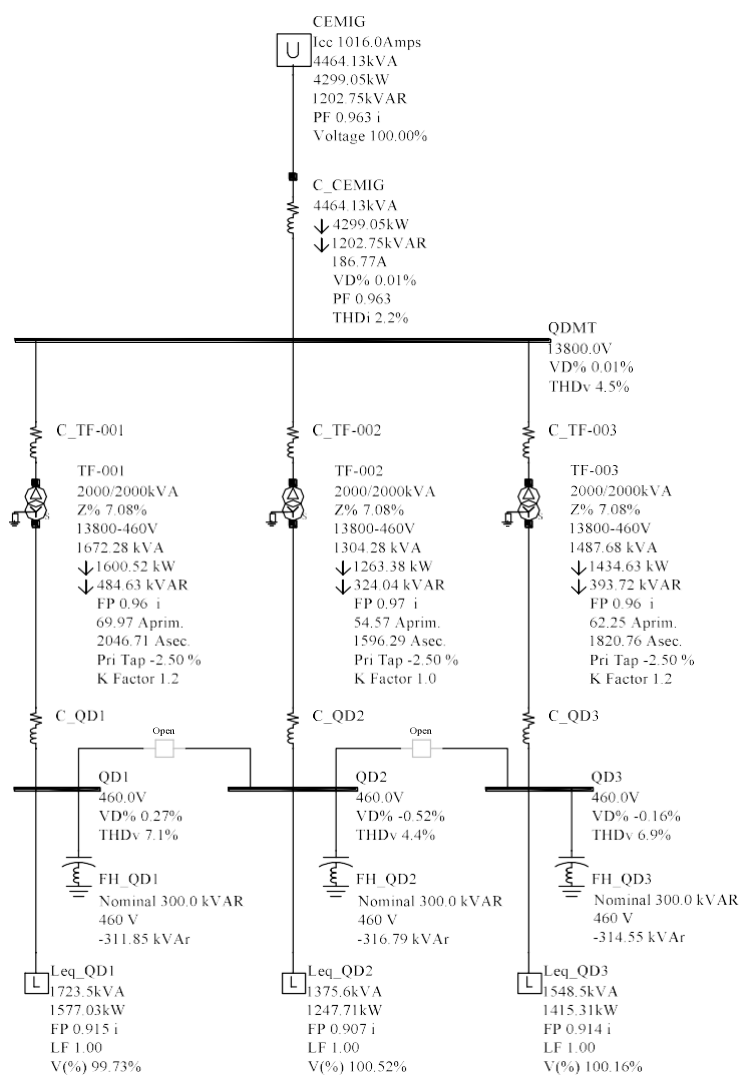


Figura 6.38 – Caso 4 - Diagrama Unifilar com os resultados da 4ª Simulação.

Comparando os espectros harmônicos de tensão obtidos nesta simulação com os apresentados na 3ª Simulação, pode-se observar que o espectro correspondente a 5ª ordem (300 Hz) reduziu consideravelmente para valores próximos do nulo, ocorreu também uma

pequena redução no espectro correspondente a 7ª ordem (420 Hz), justificando a diminuição dos níveis de THD obtidos, conforme gráfico apresentado na Figura 6.39.

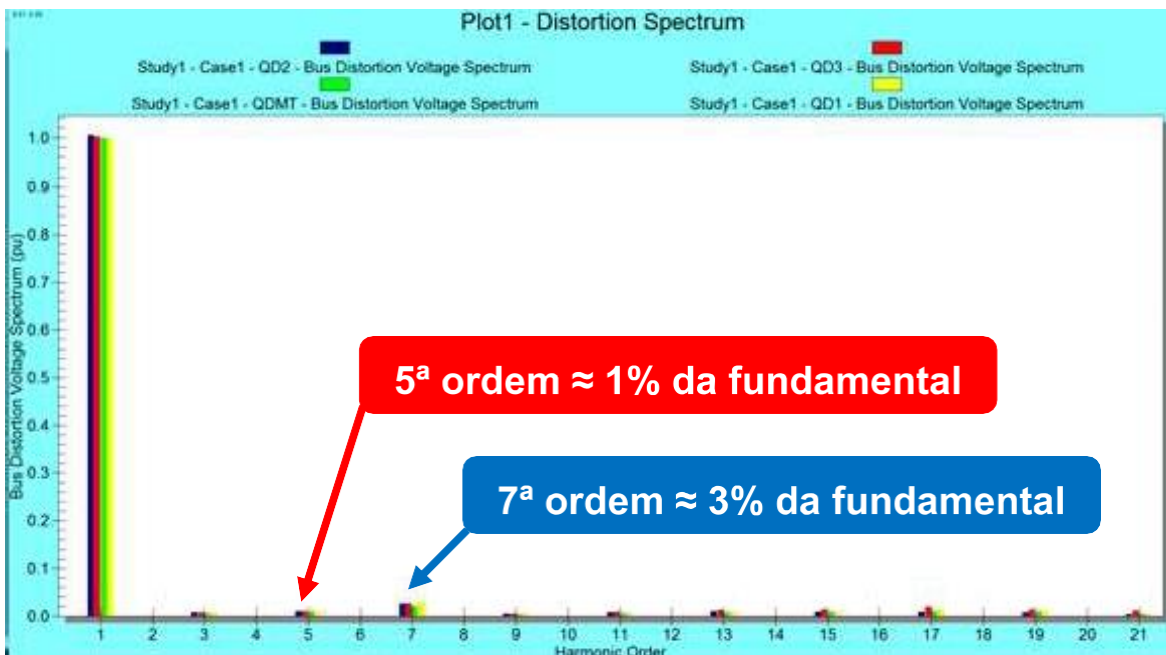


Figura 6.39 – Caso 4 - Espectro Harmônico gerado na 3ª Simulação.

6.4.4 2ª Medição após a inclusão das Novas Cargas e dos Filtros Harmônicos

Durante a etapa de energização do sistema com a inclusão das novas cargas no painel QD2 e o remanejamento das cargas existentes entre os painéis QD1 e QD3 e com os três novos filtros harmônicos, realizou-se novas medições das grandezas elétricas na entrada destes painéis de 460 V e na entrada do painel QDMT de 13,8 kV, com objetivo de analisar os valores médios em relação aos resultados apresentados na 4ª Simulação.

Na Figura 6.40, é apresentado o gráfico contendo os valores de potência ativa (P3f), reativa (Q3f) e aparente (S3f) medidos na entrada do painel QDMT de 13,8 kV.

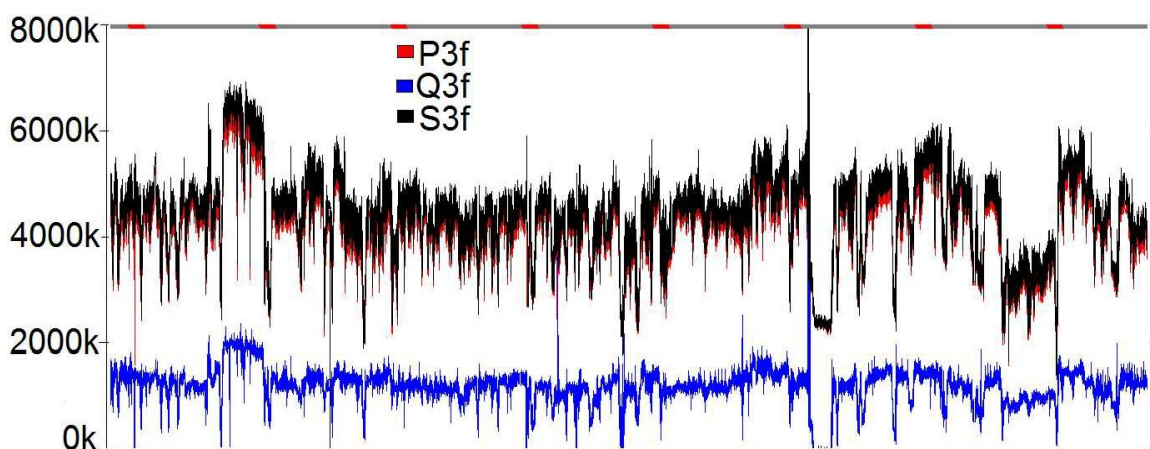


Figura 6.40 – Caso 4 - Gráfico da medição de potência ativa, reativa e aparente do QDMT.

Pode-se observar na Figura 6.41, que o fator de potência na entrada da planta ficou superior ao limite de 0,92 i, tendo o valor médio em torno de 0,964 i.

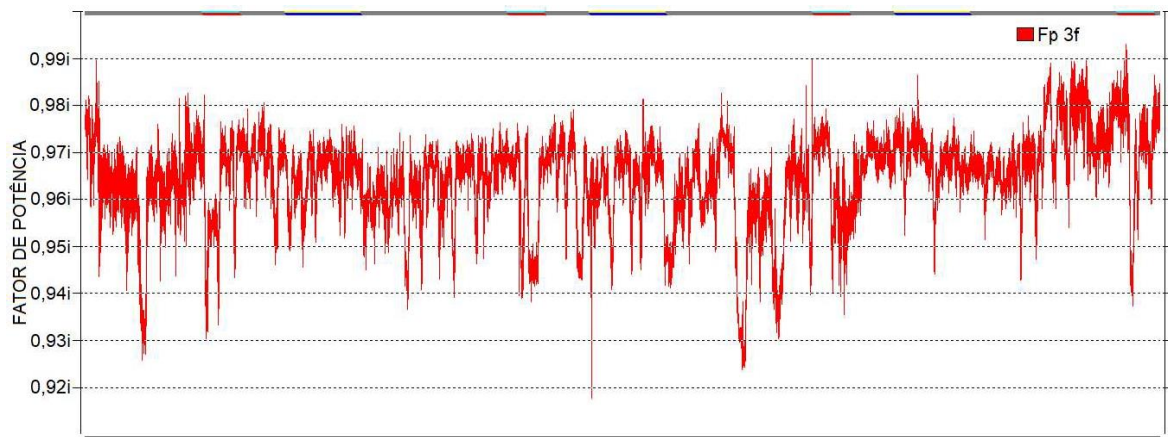


Figura 6.41 – Caso 4 - Gráfico da medição de fator de potência trifásico no QDMT.

Pode-se observar nas Figuras 6.42 e 6.43 que o carregamento no QD1 está inferior a potência nominal do TF-001 e o THD neste painel, está abaixo do limite de 8%.

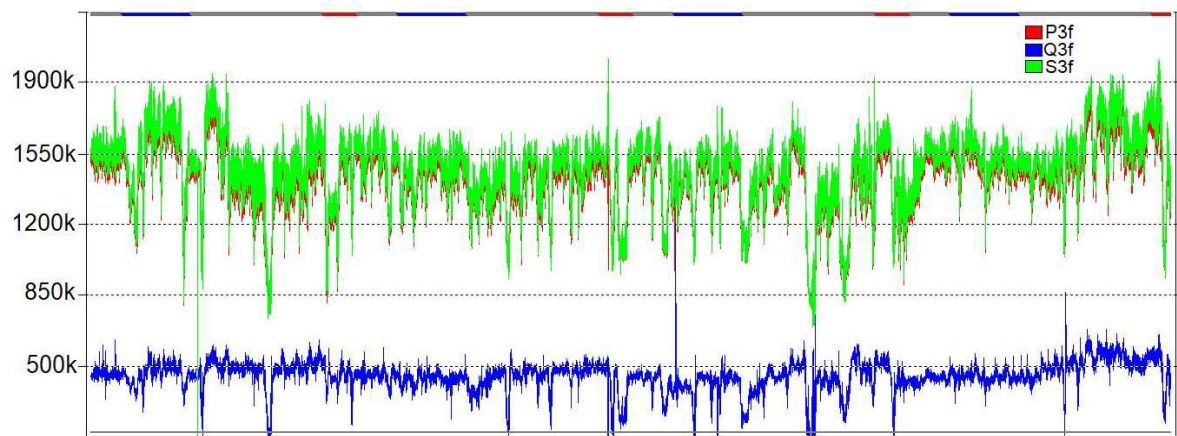


Figura 6.42 – Caso 4 - Gráfico da 2ª medição de potência ativa, reativa e aparente do QD1.

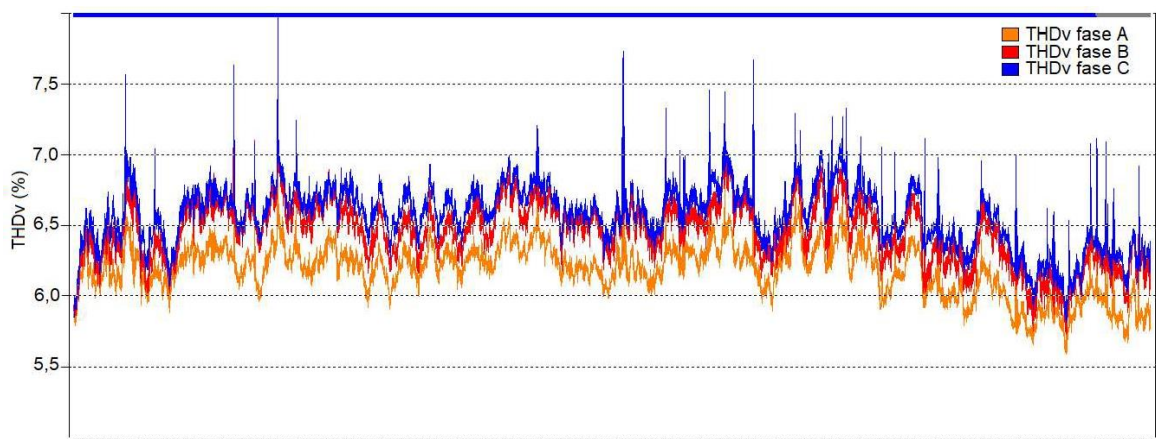


Figura 6.43 – Caso 4 - Gráfico da 2ª medição de THD do QD1.

Pode-se observar nas Figuras 6.44 e 6.45 que o carregamento no QD2 está inferior a potência nominal do TF-002 e o THD neste painel, está abaixo do limite de 8%.

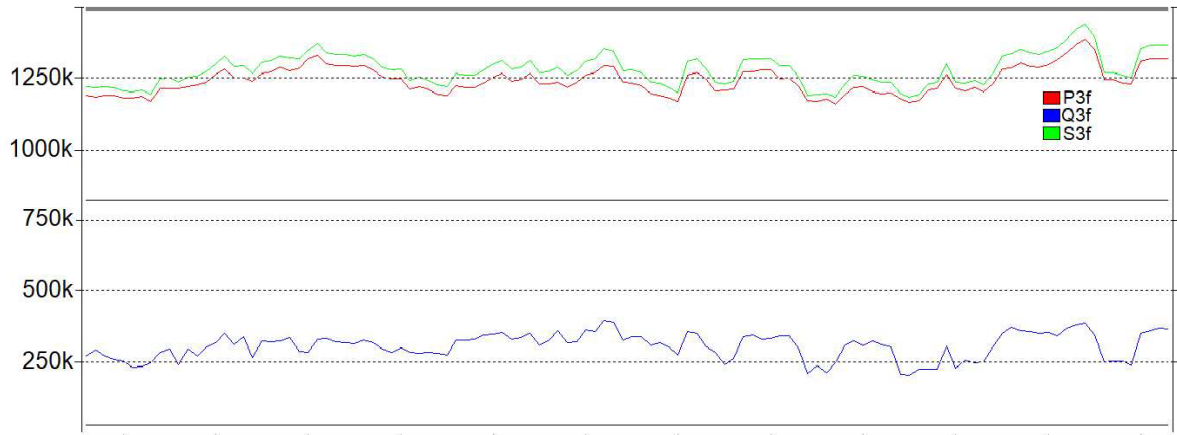


Figura 6.44 – Caso 4 - Gráfico da 2ª medição de potência ativa, reativa e aparente do QD2.

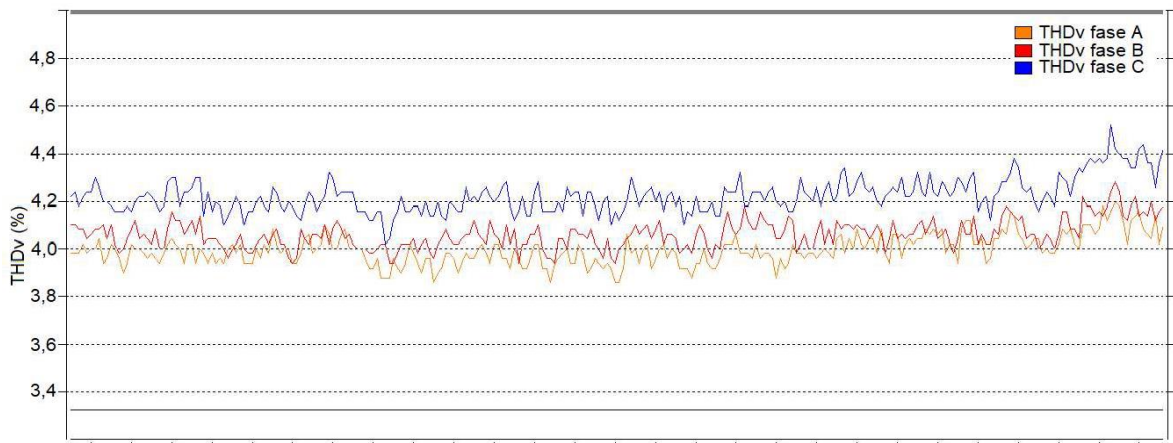


Figura 6.45 – Caso 4 - Gráfico da 2ª medição de THD do QD2.

O carregamento no QD3 também apresenta valores inferiores a potência nominal do TF-003, conforme Figura 6.46.

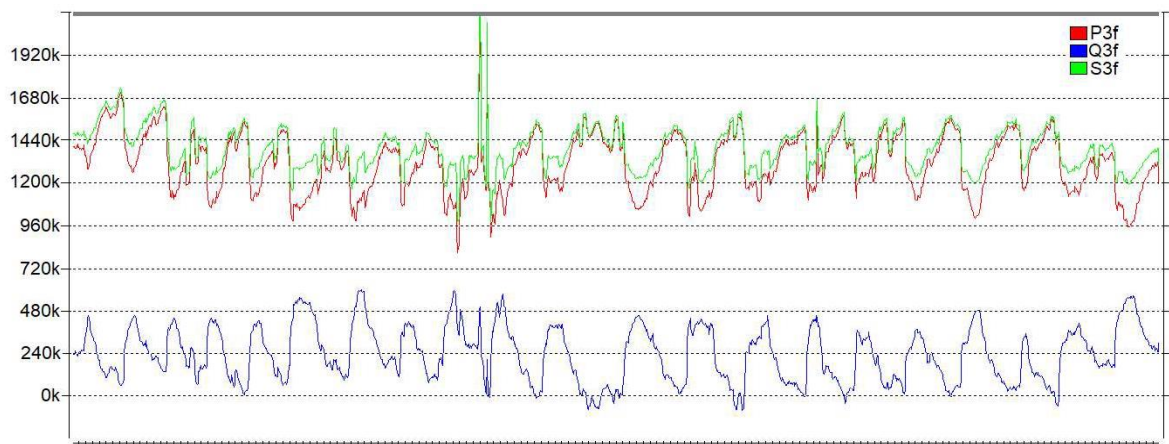


Figura 6.46 – Caso 4 - Gráfico da 2ª medição de potência ativa, reativa e aparente do QD3.

De maneira análoga aos outros dois painéis, o THD no QD3, está abaixo do limite de 8%, conforme Figura 6.47.

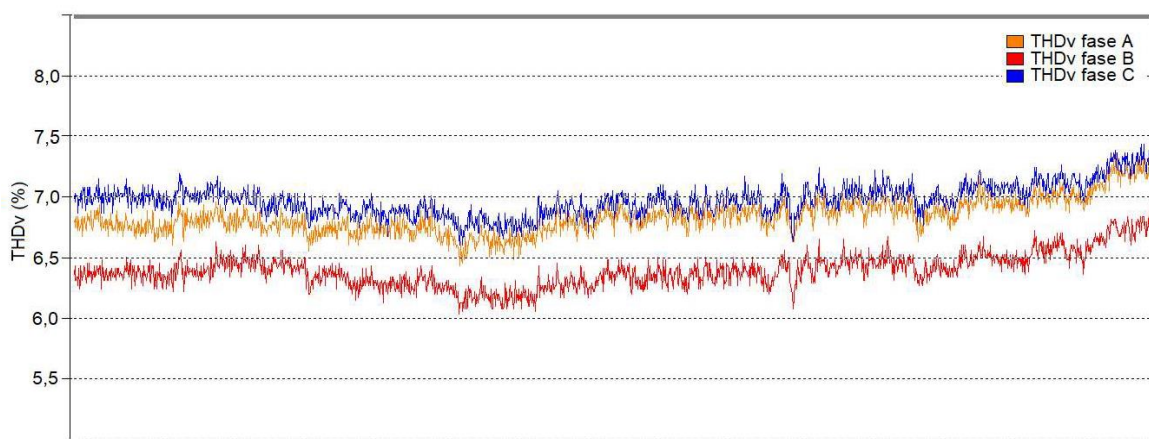


Figura 6.47 – Caso 4 - Gráfico da 2ª medição de THD do QD3.

Na Tabela 6.9 são apresentados os valores das potências e do fator de potência obtidos através das simulações e dos valores médios medidos no QDMT de 13,8 kV, após a inclusão das novas cargas e dos filtros harmônicos.

Tabela 6.9 – Caso 4 - Resumo dos resultados simulados e das medições realizadas.

| DESCRIÇÃO | kW | kVAr | kVA | FATOR DE POTÊNCIA |
|-----------|----------|----------|----------|-------------------|
| Simulação | 4.299,05 | 1.202,75 | 4.464,13 | 0,963i |
| Medição | 4.248,00 | 1.175,00 | 4.408,00 | 0,964i |

Na Tabela 6.10, são apresentados os valores de THD obtidos na simulação e os valores médios medidos em todos os painéis analisados.

Tabela 6.10 – Caso 4 - Resumo dos resultados simulados e das medições realizadas.

| PAINEL | TENSÃO (kV) | NÍVEIS DE THD | |
|--------|----------------|---------------|---------|
| | | SIMULAÇÃO | MEDIÇÃO |
| QDMT | 13,8 | 4,5% | 3,8% |
| QD1 | 0,46 | 7,1% | 6,5% |
| QD2 | 0,46 | 4,4% | 4,2% |
| QD3 | 0,46 | 6,9% | 6,3% |

6.4.5 Conclusão e Recomendações

Diante dos resultados apresentados, pode-se concluir que, neste caso analisado, a utilização de filtros harmônicos passivos nos painéis de 460 V foi uma solução extremamente eficaz para a correção do fator de potência no ponto de conexão com a concessionária local de energia e para a mitigação das distorções de harmônicos geradas

com a inclusão dos reativos necessários, garantindo assim a qualidade da energia elétrica no sistema elétrico da mineradora.

6.5 CASO 5 - GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A indústria siderúrgica real, analisada neste caso, utiliza os gases liberados dentro dos Altos Fornos para a produção de energia elétrica, através de uma usina termoeétrica de cogeração (UTE), que opera em paralelo com rede de distribuição da concessionária local, conforme apresentado na Figura 6.48.

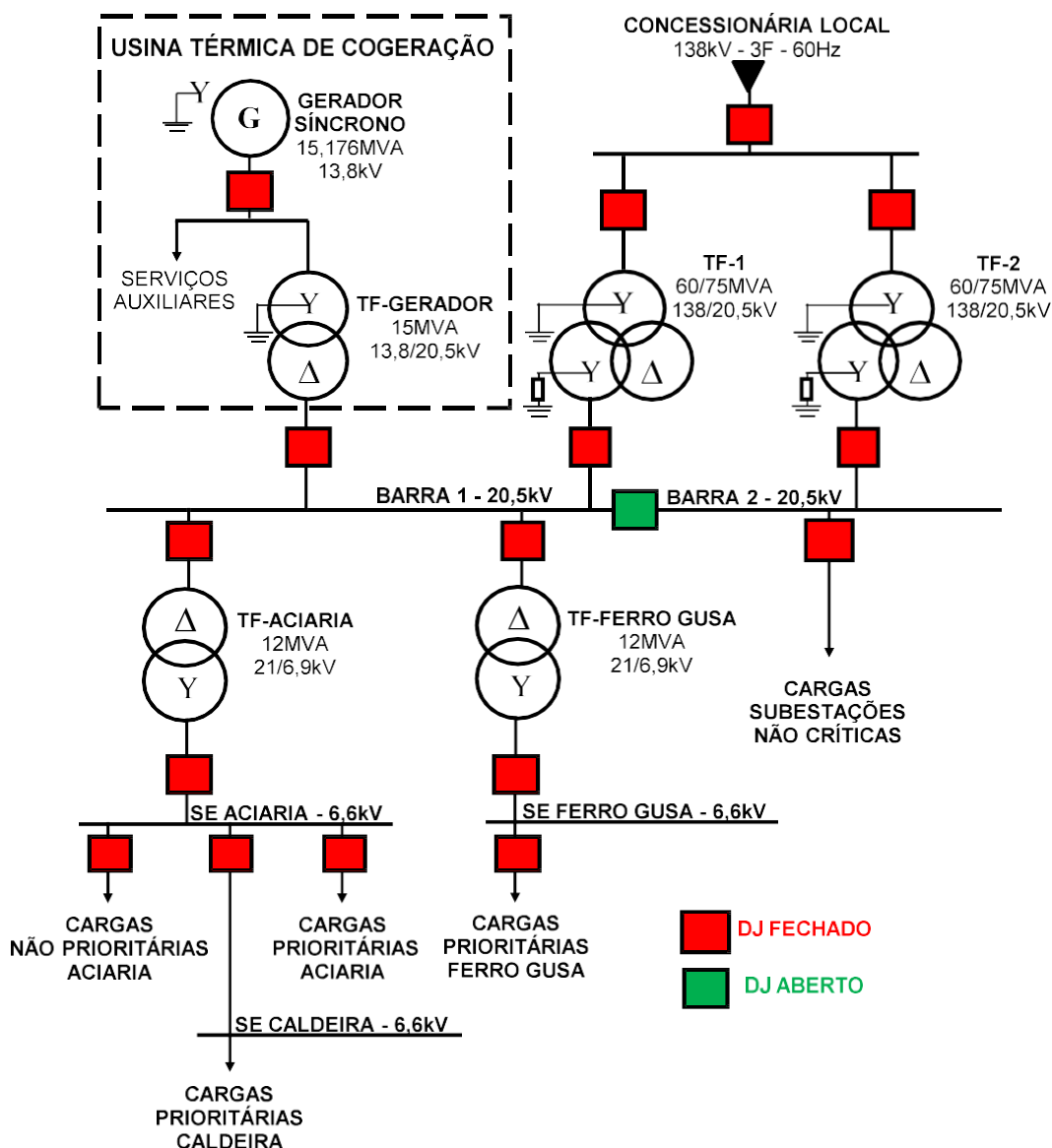


Figura 6.48 – Caso 5 - Diagrama Unifilar Simplificado.

O motivo principal para a apresentação deste estudo de caso é que, conforme reportado pela equipe técnica da planta, a UTE nunca conseguiu alimentar as cargas das

subestações prioritárias quando da ocorrência de distúrbios elétricos no sistema de distribuição da concessionária local de energia. A interrupção da alimentação destas cargas prioritárias, provocam grandes paradas no processo, e conseqüentemente um prejuízo financeiro enorme para esta indústria siderúrgica. As cargas prioritárias são basicamente compostas: pelos motores dos sopradores, pois eles mantem os materiais (minério de ferro, calcário e coque) que formam o ferro fundido (gusa) em suspensão dentro do alto forno, o processo de lingotamento contínuo, que é responsável pela solidificação do aço e pelo processo da caldeira, que fornece água para resfriamento de todos os processos da planta.

Analisando o sistema de proteção desta planta, confirmou-se que após a ocorrência de distúrbios elétricos no sistema de distribuição da concessionária, as proteções da entrada da planta e/ou a proteção da Barra 1 de 20,5 kV atuam de forma a ilhar a usina com as subestações consideradas críticas para o processo. Entretanto, o problema observado neste caso, é que devido a potência das cargas das subestações consideradas críticas para o processo são superiores a potência nominal do gerador síncrono da GD e as proteções internas deste gerador atuam, no mesmo instante, desligando a UTE e conseqüentemente interrompendo a alimentação total da planta.

A Figura 6.49 apresenta um esquemático e um diagrama unifilar simplificado das análises realizadas do evento reportado e do sistema de proteção encontrado.

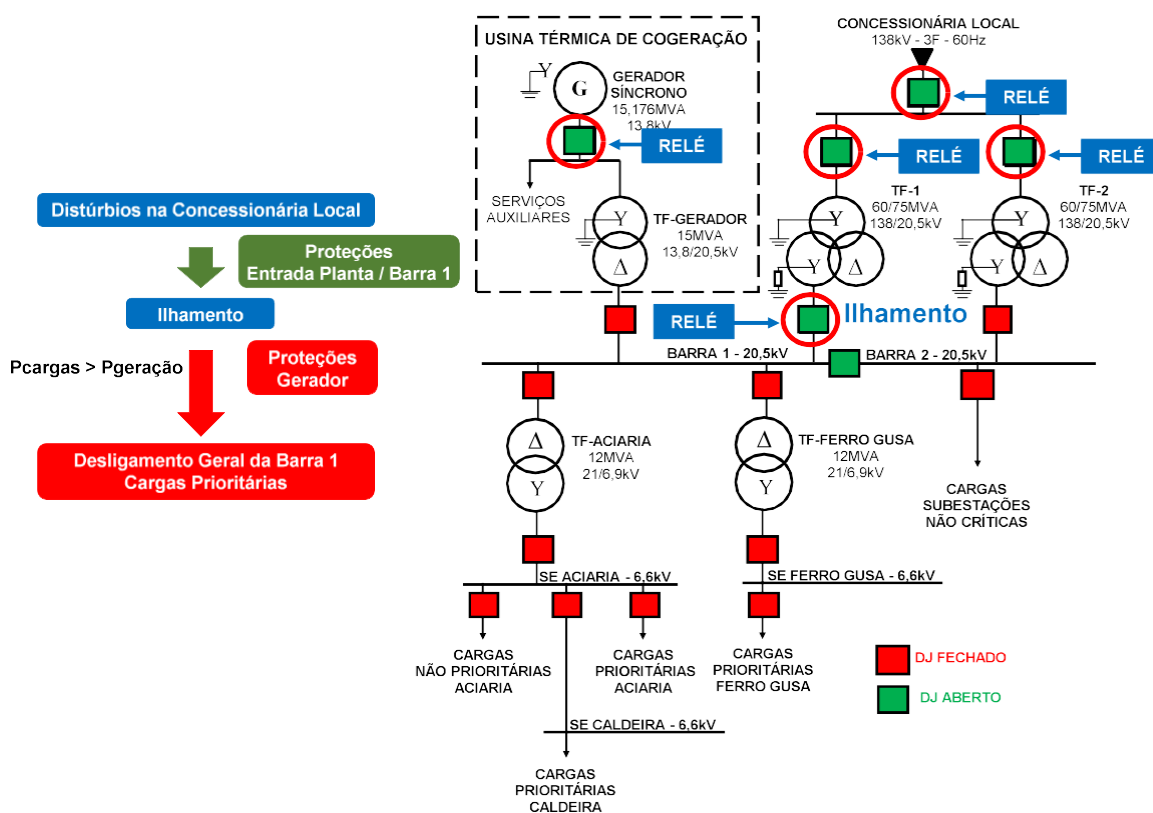


Figura 6.49 – Caso 5 – Esquemático e Diagrama Unifilar Simplificado.

De forma a solucionar o problema de qualidade de energia citado, foi elaborado um estudo de estabilidade transitória, no qual foram realizadas simulações com eventos de distúrbios elétricos no sistema de distribuição da concessionária e as atuações dos dispositivos de proteção. Utilizou-se técnicas de proteção baseadas na implementação da função de variação da frequência no tempo (df/dt) para a realização do ilhamento e da rejeição de cargas não prioritárias. Desta forma, o gerador síncrono da GD é capaz de se manter em operação, uma vez que a potência total das cargas prioritárias é igual ou inferior a sua capacidade nominal. Sem a atuação dos dispositivos de proteção do gerador, fica garantida a continuidade da alimentação das cargas prioritárias desta siderúrgica quando da ocorrência de distúrbios na concessionária local de energia.

A Figura 6.50 apresenta um esquemático e um diagrama unifilar simplificado das novas análises do evento reportado, contemplando a sistemática dos eventos descritos acima.

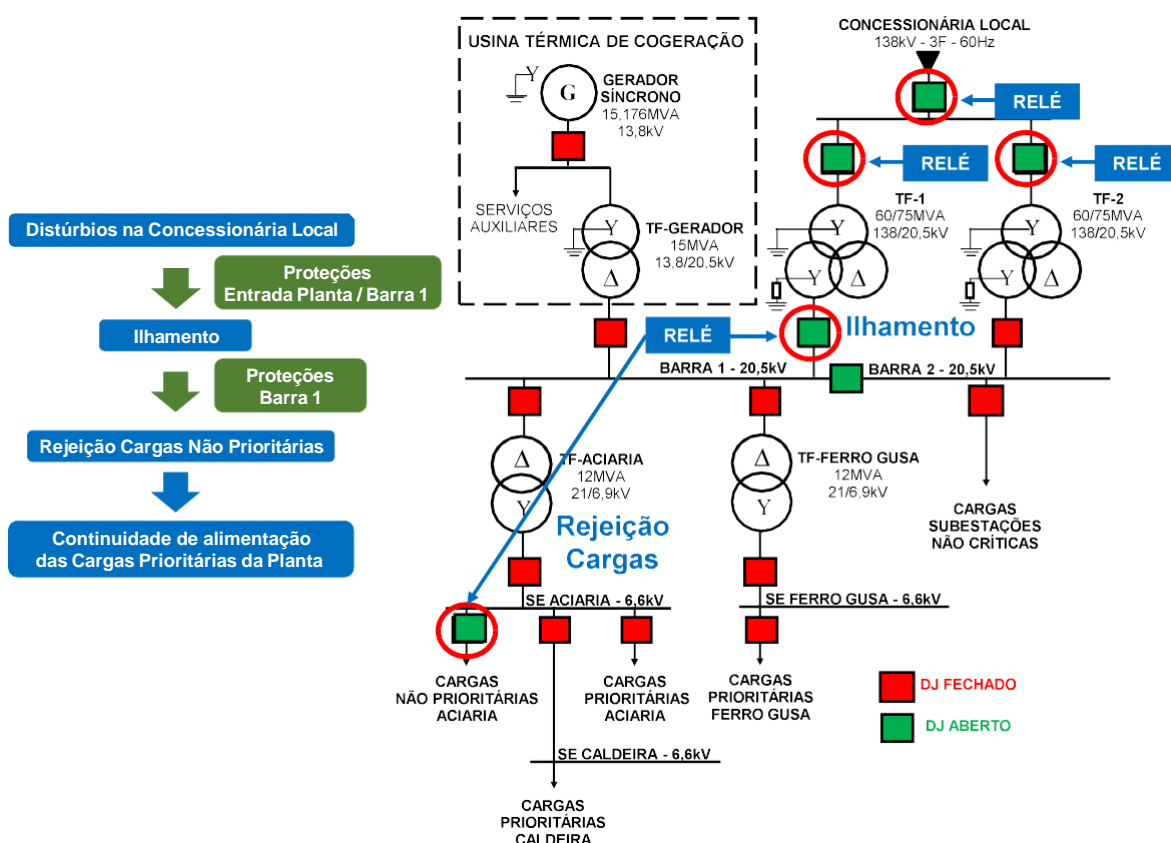


Figura 6.50 – Caso 5 - Diagrama Unifilar Simplificado.

6.5.1 Modelamento do Sistema Elétrico

O sistema elétrico da siderúrgica em questão foi modelado no software SKM Power Tools (PTW 32), conforme características elétricas dos componentes.

Fonte de Alimentação

A fonte de alimentação da planta foi modelada como uma fonte equivalente, a partir do valor de curto-circuito trifásico simétrico fornecido pela concessionária local de energia no ponto de conexão em 138 kV, igual a 13,35 kA.

Cargas Equivalentes

As demandas das cargas do sistema elétrico da siderurgia analisada, foram divididas de acordo com a prioridade e a criticidade das suas respectivas subestações, conforme Tabela C.1 apresentada no ANEXO C.1.

Gerador Síncrono

O gerador síncrono foi modelado como um turbogerador de representação subtransitória, considerando os documentos fornecidos pelo fabricante.

Na Tabela 6.11 são apresentadas as informações básicas obtidas nas folhas de dados do gerador.

Tabela 6.11 – Caso 5 - Dados básicos do gerador síncrono.

| DADO | DESCRIÇÃO | VALOR | UNIDADE |
|-------------|---------------------------|--------------|----------------|
| S | Potência Nominal Aparente | 15,176 | MVA |
| V | Tensão Nominal | 13,8 | kV |
| fp | Fator de Potência | 0,85 | Ind. |
| f | Frequencia Nominal | 60 | Hz |

Na Figura C.1 do ANEXO C.1, é apresentado o modelo matemático do gerador síncrono, na forma de blocos. Os parâmetros utilizados neste modelo matemático, são apresentados na Tabela C.2 deste mesmo anexo.

Regulador de Velocidade

O regulador de velocidade do gerador síncrono analisado é do tipo mecânico-hidráulico. Neste estudo foi utilizado o modelo para turbinas a vapor (turbogeradores).

Na Figura C.2 do ANEXO C.1, é apresentado o modelo matemático do regulador de velocidade, na forma de blocos. Os parâmetros utilizados neste modelo matemático, são apresentados na Tabela C.3 deste mesmo anexo.

Regulador de Tensão

O regulador de tensão do gerador síncrono analisado é do tipo AC com excitação sem escovas (brushless).

Na Figura C.3 do ANEXO C.1, é apresentado o modelo matemático do regulador de tensão, na forma de blocos. Os parâmetros utilizados neste modelo matemático, são apresentados na Tabela C.4 deste mesmo anexo.

Sistema de Proteção

Para a realização das simulações deilhamento e rejeição de cargas, considerou-se os ajustes das funções ANSI 81U/O, df/dt, ANSI 67 do relé de proteção instalado na Barra 1 de 20,5 kV, descritos na Tabela 6.12.

Tabela 6.12 – Caso 5 - Ajustes da função df/dt do relé de proteção da Barra 1.

| FUNÇÃO DE PROTEÇÃO | NÍVEL | AJUSTE | UNIDADE |
|---|-------|--------------------------|--|
| Subfrequência (ANSI 81U) | 1º | 59Hz com 0,5s | Ilhamento Barra 1 |
| Sobrefrequência (ANSI 81O) | 1º | 63Hz com 5s | Ilhamento Barra 1 |
| | 2º | 65Hz com 1s | Ilhamento Barra 1 |
| Direcional (ANSI 67) | 1º | 800A instantâneo | Ilhamento Barra 1 |
| Variação da frequência no tempo (df/dt) | 1º | 8Hz/s com 0,1s @f<59Hz | Ilhamento Barra 1 |
| | 2º | 3,5Hz/s com 0,2s @f<59Hz | Rejeição das Cargas não prioritárias da SE Aciaria |

Pode-se observar que considerou-se a implementação de dois níveis de ajustes para atuação da função df/dt do relé de proteção instalado na Barra 1 de 20,5 kV, tendo o primeiro nível a responsabilidade de realizar o ilhamento da barra e a rejeição de cargas não prioritárias da SE Aciaria sendo realizada pela atuação do segundo nível.

6.5.2 Resultados das Simulações do Sistema Elétrico

Serão apresentados os resultados de duas simulações que retratam a importância da realização do ilhamento e da rejeição de cargas para manter a estabilidade transitória do sistema elétrico analisado, após a ocorrência de distúrbios reais.

1ª Simulação: Sem a realização de ilhamento e rejeição de cargas

Nesta simulação considerou-se que o gerador síncrono da UTE está operando em paralelo com a concessionária local, alimentando a Barra 1 de 20,5 kV, e ocorre um desligamento na concessionária.

Como o sistema de proteção do sistema não foi considerado nesta simulação, o objetivo da mesma é confirmar que o gerador síncrono entra em colapso e consequentemente ocorre a perda de estabilidade transitória do sistema. Na prática, mesmo que a proteção do sistema não opere, o relé do gerador irá atuar desligando o mesmo e todas as cargas da siderúrgica.

Na Tabela 6.13 é apresentada a sequência de eventos gerada nesta simulação.

Tabela 6.13 – Caso 5 - Sequência de eventos da 1ª simulação.

| EVENTOS | FUNÇÃO ANSI DE PROTEÇÃO | TEMPO TOTAL DE ATUAÇÃO DA PROTEÇÃO | CONSEQUÊNCIA |
|----------------------------|-------------------------|------------------------------------|-----------------------|
| 1- Perda de Concessionária | - | - | Perda de Estabilidade |

Na Figura 6.51 pode-se observar que a tensão na Barra 1 decaiu de 1 pu para 0,18 pu após 0,2 s do desligamento da concessionária local, sendo praticamente nula em 5 s, caracterizando um problema no fornecimento de energia por parte do gerador.

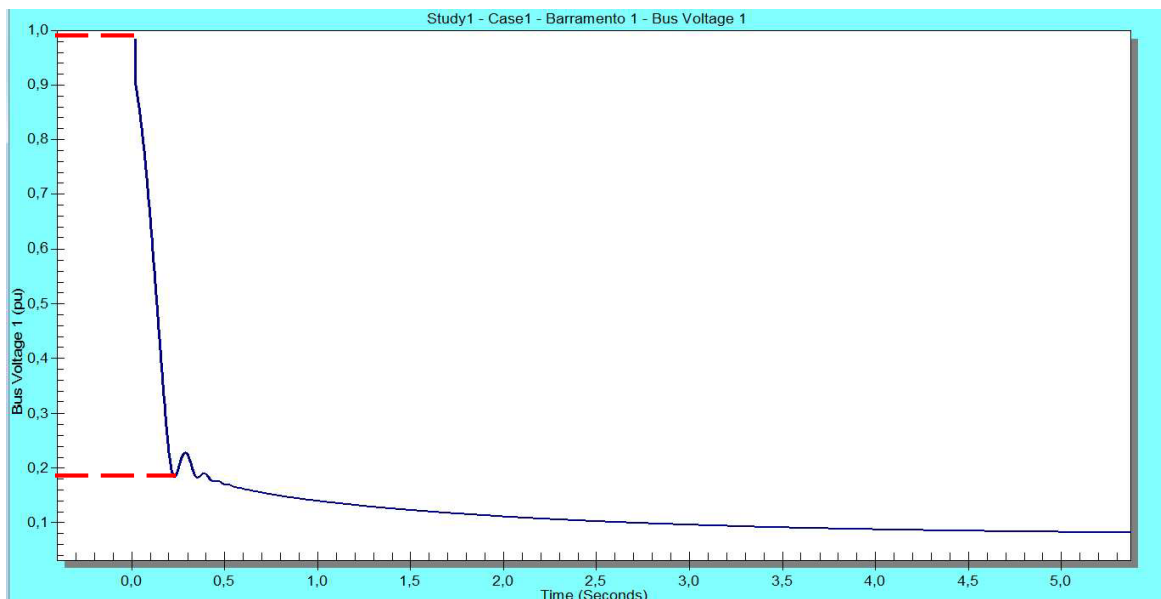


Figura 6.51 – Caso 5 - Tensão na Barra 1 na 1ª Simulação.

Em relação a frequência na Barra 1, a mesma oscilou até aproximadamente 0,4 s após o desligamento da concessionária local. Depois deste período, o valor da frequência na Barra 1 aumentou até próximo de 64 Hz em apenas 1 s. O comportamento apresentado nesta curva da frequência, conforme Figura 6.52, demonstra que o gerador síncrono tentou assumir uma carga cuja demanda era maior do que a sua capacidade nominal, e como não conseguiu a sua frequência disparou.

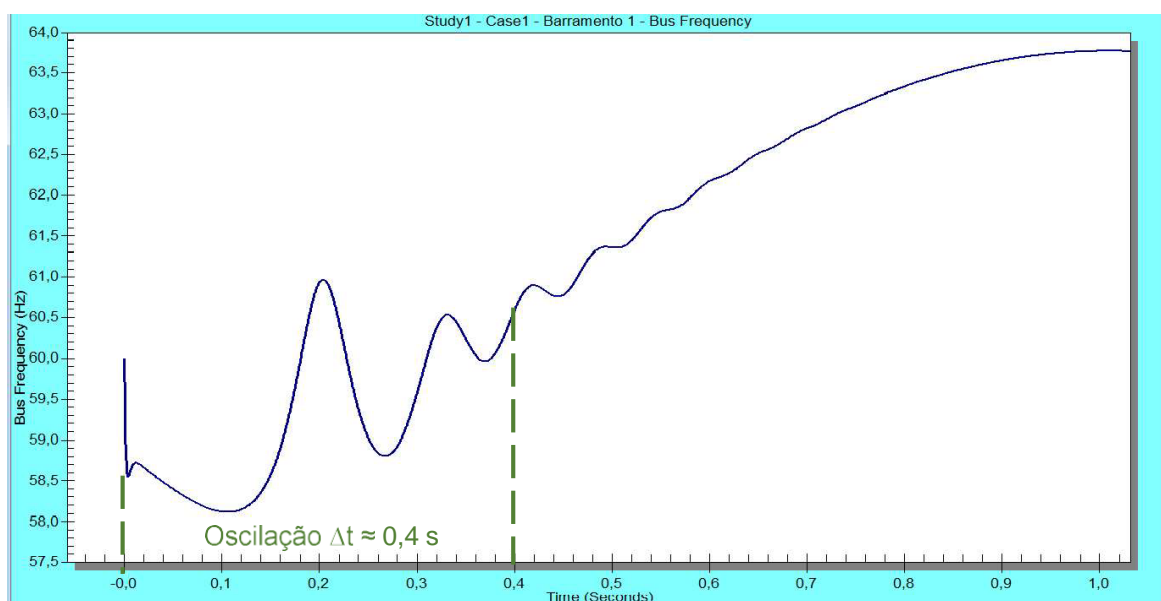


Figura 6.52 – Caso 5 - Frequência na Barra 1 na 1ª Simulação.

Na Figura 6.53 pode-se observar que a potência ativa nos terminais do gerador chegou a aproximadamente 225% (25,4 MW) da sua capacidade nominal (11,3 MW), confirmando o fato observado e descrito na curva da frequência. Na sequência o gerador entra em colapso, como era esperado, e sua potência ativa zero rapidamente (antes de 5 s). A potência reativa, cujo valor máximo chegou a 9 MVar, irá zerar em um tempo superior, devido a inercia da máquina e a energia que foi armazenada durante a sua operação.

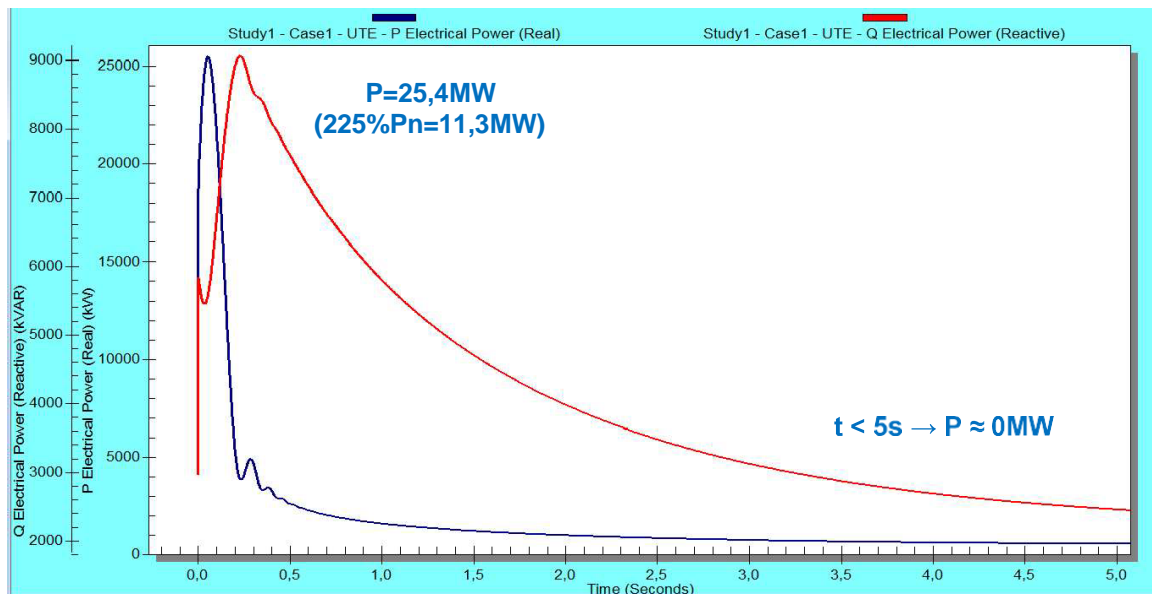


Figura 6.53 – Caso 5 - Potências Ativa e Reativa no Gerador Síncrono na 1ª Simulação.

2ª Simulação: Com a realização de ilhamento e rejeição de cargas

Nesta simulação considerou-se que o gerador síncrono da UTE está operando em paralelo com a concessionária local, alimentando a Barra 1 de 20,5 kV, e ocorre um desligamento na concessionária, porém tem-se a atuação da proteção realizando o ilhamento da UTE e da Barra 1 e a rejeição das cargas não prioritárias da SE Aciaria.

Esta simulação tem como objetivo analisar o comportamento do gerador síncrono, considerando as atuações dos dois níveis da função df/dt, de forma a verificar a eficácia do ilhamento e da rejeição de cargas para garantir a estabilidade transitória do sistema.

Na Tabela 6.14 é apresentada a sequência de eventos gerada nesta simulação.

Tabela 6.14 – Caso 5 - Sequência de eventos da 2ª simulação.

| EVENTOS | FUNÇÃO ANSI DE PROTEÇÃO | TEMPO TOTAL DE ATUAÇÃO DA PROTEÇÃO | CONSEQUÊNCIA |
|----------------------------|-------------------------|--|--|
| 1- Perda de Concessionária | - | - | - |
| 2- Atuação Relé Proteção | df/dt (1º nível) | 0,1s após a perda da concessionária | Ilhamento da Barra 1 |
| 3- Atuação Relé Proteção | df/dt (2º nível) | 0,35s após o novo decaimento da frequência | Rejeição das cargas não prioritárias da SE Aciaria |

Na Figura 6.55, pode-se observar que a tensão na Barra 1 decai para menos de 0,65 pu em um tempo de 0,1 s após o desligamento da concessionária.

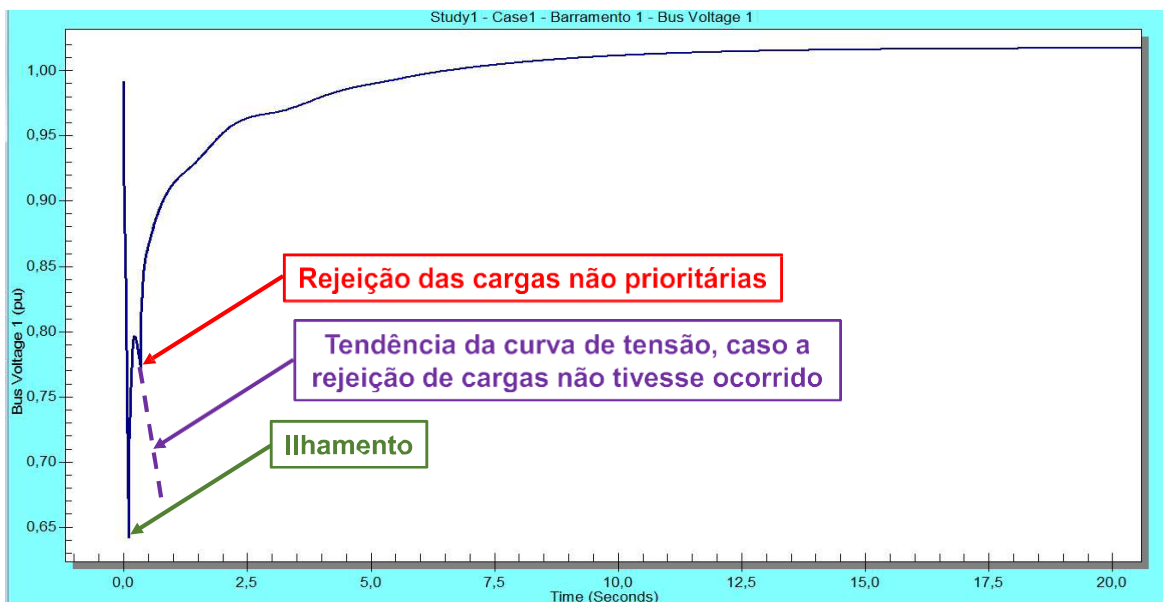


Figura 6.55 – Caso 5 - Tensão na Barra 1 na 2ª Simulação.

Neste momento, o primeiro nível da função df/dt atua promovendo o ilhamento da UTE com as subestações críticas na Barra 1 de 20,5 kV. Como a demanda total das cargas das subestações críticas (em torno de 15 MW) é superior a potência nominal do gerador síncrono, da ordem de 11,3 MW, a tensão da Barra 1 tende a decair novamente de forma brusca. Entretanto, 0,35 s após este novo decaimento, o segundo nível da função df/dt atua promovendo a rejeição das cargas não prioritárias da SE Aciaria, através do desligamento de seus respectivos disjuntores. Após esta rejeição, o sistema a demanda passa a ser de aproximadamente o valor da capacidade nominal do gerador síncrono e na sequência, a tensão vai se reestabelecendo até chegar a 1 pu em aproximadamente 10 s.

Destacou-se nesta mesma figura, uma curva pontilhada em vermelho, representando a tendência da curva de tensão, caso o segundo nível da função df/dt não tivesse atuado e conseqüentemente a rejeição das cargas não prioritárias da SE Aciaria não tivesse ocorrido. Esta curva de tendência demonstra que o resultado teria sido o mesmo da 1ª Simulação, ou seja, o sistema teria perdido a estabilidade transitória.

Analisando o gráfico da frequência obtido nesta simulação, verifica-se que a taxa de variação da frequência do instante do desligamento da concessionária até o momento do ilhamento, foi em torno de 12,6 Hz/s, evidenciando a atuação do primeiro nível da função df/dt . Após o ilhamento, a taxa de variação da frequência foi em torno de 4,6 Hz/s, promovendo a rejeição das cargas não prioritárias, através da atuação do segundo nível

desta função. Na sequência, a frequência oscilou até restabelecer próximo de 6 s. A Figura 6.56 apresenta o gráfico da frequência obtido através desta simulação, destacando os pontos referentes ao ilhamento e a rejeição das cargas não prioritárias da SE Aciaria.

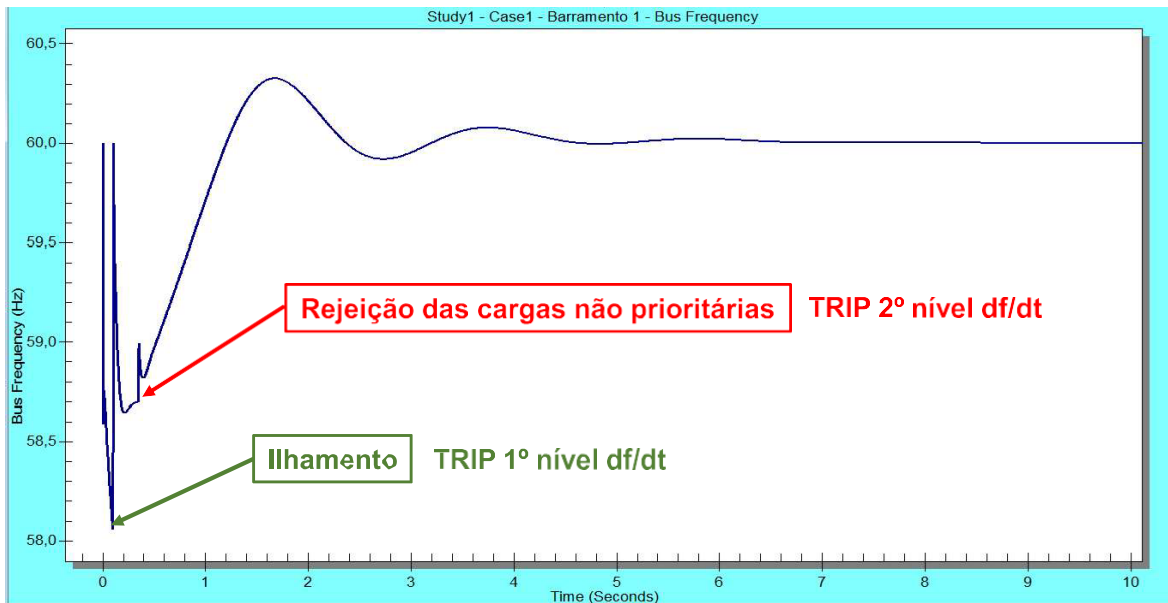


Figura 6.56 – Caso 5 - Frequência na Barra 1 na 2ª Simulação.

Em relação a potência ativa nos terminais do gerador síncrono, pode-se observar que o valor máximo chegou a aproximadamente 248% (28 MW) da sua capacidade nominal (11,3 MW), conforme Figura 6.57. Entretanto, como o ilhamento e a rejeição de cargas ocorreram de forma rápida, após 0,5 s do evento, a potência ativa obtida chegou próxima ao seu valor nominal. A potência reativa, teve chegou a um valor máximo em torno de 10,1 MVar e levou uns 2 min para se estabilizar.

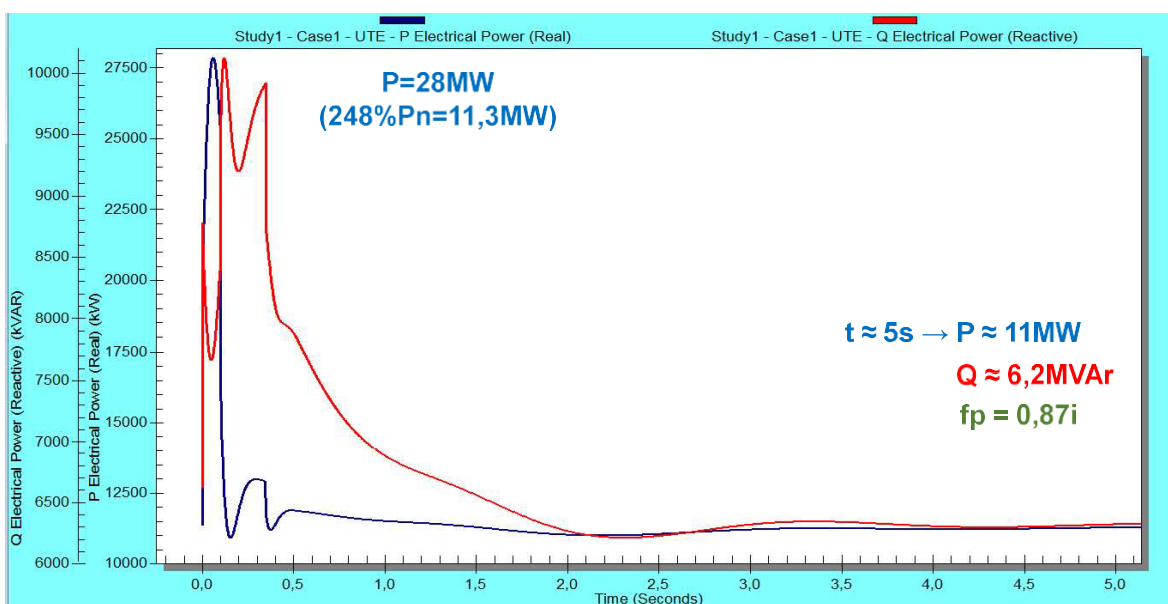


Figura 6.57 – Caso 5 - Potências Ativa e Reativa no Gerador Síncrono na 2ª Simulação.

6.5.3 Oscilografia de um Evento Real de Perda da Concessionária

Após a implementação da solução definida neste trabalho, ocorreu um evento real de perda da concessionária. Entretanto, a função df/dt do relé atuou em um 1º nível, ilhando a UTE e as subestações críticas, e em um 2º nível, realizando a rejeição das cargas não prioritárias da SE Aciaria e o gerador conseguiu se manter em sincronismo, garantindo a continuidade da alimentação da planta. A Figura 6.58, apresenta a oscilografia registrada pelo relé com as curvas de tensão e frequência e os status das funções de proteção.

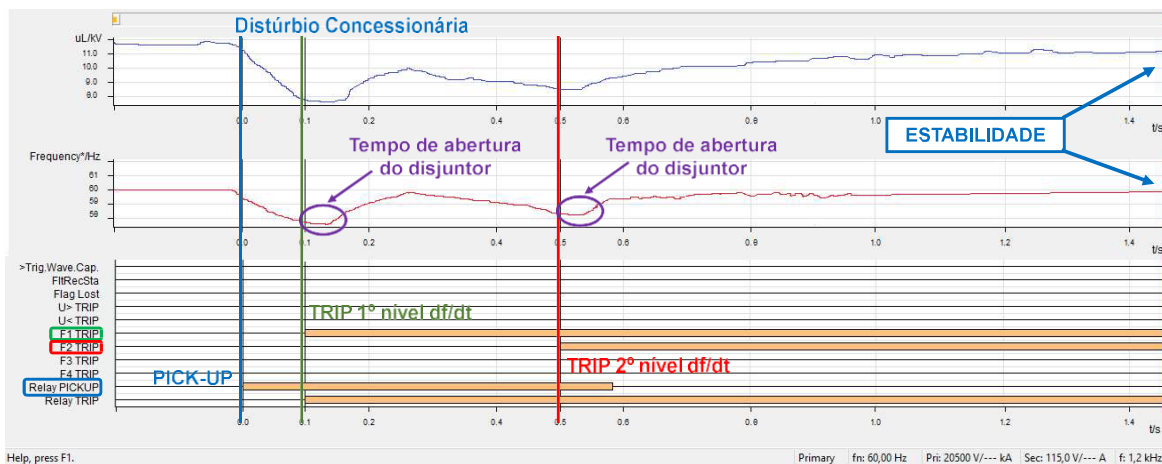


Figura 6.58 – Caso 5 – Oscilografia de um evento real de perda de concessionária.

Pode-se observar que o 1º nível da função df/dt (denominado F1 TRIP), atuou ilhando a UTE em aproximadamente 0,1 s após a ocorrência do evento. Este tempo de atuação real, obtido na oscilografia, está totalmente coerente com o ajuste definido para este nível, conforme apresentados na Tabela 6.12. Na oscilografia pode-se perceber também que mesmo após a atuação do 1º nível da função a frequência continua caindo durante aproximadamente 50 ms. Este tempo corresponde ao tempo de abertura do disjuntor e tem que ser levado em consideração durante a definição dos ajustes das funções de proteção.

Na sequência, verifica-se que a UTE tenta alimentar as subestações críticas, porém, pelo fato da demanda destas das cargas instaladas nestas subestações serem superiores a potência do gerador síncrono, a frequência sofre uma nova variação brusca (em torno de 4,6 Hz/s), porém com uma taxa de decaimento menor em relação a variação anterior (em torno de 12,6 Hz/s). Neste momento, o 2º nível da função df/dt (denominado F2 TRIP), atuou rejeitando as cargas não prioritárias na SE Aciaria, em aproximadamente 0,25 s. Novamente há coerência entre o tempo real, obtido na oscilografia, e o tempo definido para

o respectivo nível. Após a atuação do 2º nível da função a frequência continua caindo durante aproximadamente 50 ms, sendo este o tempo de abertura do disjuntor.

Após a atuação deste 2º nível da função df/dt e a abertura do disjuntor, a tensão e a frequência se normalizaram gradativamente, caracterizando que o gerador conseguiu retornar ao seu ponto de sincronismo, garantindo a estabilidade transitória do sistema.

6.5.4 Conclusão

Mediante os resultados obtidos e apresentados neste caso, conclui-se que a implementação do ilhamento da UTE e da rejeição das cargas não prioritárias na SE Aciaria, solucionou de forma eficaz o problema de desligamento total da planta, provocado por um distúrbio de perda da concessionária. A oscilografia apresentada, comprova na prática, que após a implementação da solução definida, ocorreu um evento real de perda da concessionária, porém o sistema foi capaz de estabilizar e operar com as cargas definidas como prioritárias. Desta forma, a qualidade da energia elétrica foi mantida, uma vez que ocorreu a continuidade da alimentação das cargas prioritárias.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES

Com a ampliação das plantas industriais, impulsionada pelo desenvolvimento de novas tecnologias e aumento da competitividade pelo mercado, o mau funcionamento dos equipamentos e as interrupções no processo se tornam cada vez mais onerosos para as empresas, fazendo com que estas busquem formas alternativas de mitigar esses problemas relacionados a qualidade da energia elétrica (QEE).

Este trabalho se iniciou apresentando, de maneira sucinta, as categorias e características dos distúrbios relacionados com a QEE.

Na sequência, foram definidos os distúrbios analisados neste trabalho, levando em consideração os principais problemas de QEE observados em sistemas industriais:

- Afundamentos de tensão de curta duração, gerados durante a partida dos motores.
- As variações de tensão de longa duração, mais especificamente as subtensões e sobretensões sustentadas.
- Transitórios oscilatórios de baixa frequência, gerados pelas manobras de chaveamento de banco de capacitores.
- Harmônicos
- Geração Distribuída, visando principalmente a continuidade e continuidade e confiabilidade dos processos produtivos industriais

De forma a exemplificar na prática cada um dos problemas relacionados acima, foram apresentados cinco estudos de casos reais, analisando suas principais características, causas impactos e até mesmo a eficácia da adoção de algumas medidas mitigatórias atualmente utilizadas.

No primeiro estudo caso apresentado, constatou-se, através de uma simulação, que a queima do motor principal de um soprador do alto forno de uma siderúrgica, ocorreu devido a um problema de qualidade de energia, referente a um afundamento (ou queda) de tensão. A tensão calculada no terminal deste motor chegou a 82,40% da tensão nominal (V_n), 17,60% de queda, cujo tempo de aceleração obtido foi de 7,94 s, valor superior ao limite de rotor bloqueado fornecido pelo fabricante de 7,2 s. Foi apresentado, que a proposta de alimentação alternativa deste sistema, através de um circuito de emergência,

reduziu a queda de tensão simulada para 9,26%, correspondente a 90,74% da V_n . Neste nível de tensão, o tempo de aceleração calculado foi de 4,83 s. Através dos gráficos obtidos nas medições das grandezas elétricas, realizadas durante a partida bem-sucedida do motor reserva, idêntico ao principal que queimou, verificou-se que os valores reais da queda de tensão (12,43%) e do tempo de aceleração (4,56 s) foram bem próximos aos valores calculados. Analisou-se também, o sistema de proteção destes motores, identificando que o ajuste da temporização da função de partida longa (ANSI 48) do respectivo relé estava em 10s, valor acima de 7,2 s, e indicando o novo valor de 6 s que foi definido e implementado. Desta forma, comprovou-se a eficácia da metodologia apresentada no Capítulo 2, para a realização dos cálculos dos afundamentos de tensão durante a partida dos motores e dos respectivos tempos de aceleração.

Observou-se no segundo estudo de caso, que os tempos de comutação automática do AVR, medidos na saída do regulador de tensão, foram praticamente idênticos aos calculados, sendo no primeiro teste: medido = 28 s e calculado = 29 s, no segundo teste: medido = 74 s e calculado = 75 s e no terceiro teste: medido = 19 s (1º nível) e 30 s (2º nível) e calculados = 18 s (1º nível) e 27 s (2º nível). Este regulador foi instalado, pela concessionária de energia local, na entrada de uma cimenteira, que está localizada a uma longa distância em torno de 50 km da sua subestação de alimentação. Comprovou-se, portanto, que a utilização do regulador de tensão melhorou a qualidade de energia no sistema elétrico desta cimenteira.

O terceiro estudo de caso apresentou os resultados das 12 simulações de manobras de bancos de capacitores de uma planta de um Terminal Integrador Portuário, analisando as variações nas três alternativas propostas para a mitigação dos transitórios eletromagnéticos. Confirmou-se, que as três alternativas apresentaram resultados satisfatórios, porém a adoção de reatores e resistores em série com os bancos de capacitores (Alternativa 1), foi a melhor em relação ao custo-benefício, pois além da redução significativa dos níveis de THD, de 12,2% para 1,3%, obteve-se a mitigação dos transitórios eletromagnéticos para valores de sobretensões de 105% de V_n e sobrecorrentes de 4,47 x I_n .

No quarto estudo de caso, verificou-se através de simulações, que o fator de potência no ponto de conexão de uma mineradora com a respectiva concessionária, considerando a inclusão de novas cargas e o remanejamento de algumas existentes, foi de 0,89 i, valor bem inferior ao limite de 0,92 i definido na Resolução Normativa nº 414 da ANEEL [52]. Por este motivo, se foi adicionado ao sistema elétrico da planta um montante de reativos da ordem de 900 kVAr. Em uma nova simulação, verificou-se que a simples instalação de

bancos de capacitores gerou elevados índices de distorções de harmônicos neste sistema elétrico industrial em torno de 57% na baixa tensão (460 V) e 42,9% na média tensão (13,8 kV). Analisando os espectros harmônicos gerados nesta simulação, constatou-se a predominância, o valor dos harmônicos de 5ª ordem (300 Hz). Desta forma, uma última simulação foi apresentada considerando a adoção de uma solução muito utilizada, referente a inclusão de reatores em série com os bancos de capacitores, obtendo com o conjunto destes equipamentos um filtro harmônico passivo de 4,8ª ordem. Comparou-se os níveis das distorções totais de harmônicos de tensão (THD), obtidos nesta última simulação, com os valores apresentados nas medições realizadas após a implementação da solução proposta, em torno de 7,1% simulado e 6,5% medido na baixa tensão (460 V) e 4,5% simulado e 3,8% medido na média tensão (13,8 kV), comprovando-se a eficácia da utilização de filtros harmônicos passivos para a mitigação deste distúrbio relacionado a QEE.

Com o foco de garantir a continuidade da alimentação em uma siderúrgica, quando da ocorrência de distúrbios na concessionária local de energia, foram definidas técnicas de proteção, com a utilização de dois níveis da função df/dt , para a realização do ilhamento da usina termoelétrica de cogeração (UTE) da planta e da rejeição de cargas não prioritárias. Foram apresentadas simulações de estabilidade transitórias, das quais foram obtidos os parâmetros necessários para a definição das técnicas utilizadas. Neste estudo de caso foi apresentada uma oscilografia gerada no relé de proteção, da atuação do mesmo durante a ocorrência de uma perda real da concessionária, na qual o sistema permaneceu estável, garantindo a continuidade da alimentação das cargas prioritárias desta planta.

Diante do exposto acima, pode-se concluir que este trabalho atingiu ao seu objetivo de auxiliar os profissionais da área de elétrica, acadêmicos ou não, fornecendo subsídios para análises e pesquisas referentes aos principais problemas de QEE observados em sistemas industriais.

7.1 PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

Sugere-se como uma proposta de continuidade, analisar problemas relacionados a qualidade da energia elétrica em sistemas elétricos, cujo percentual de fontes de energias alternativas, tais como eólicas e solares, represente uma parcela considerável na alimentação das cargas internas.

Propõe-se também, que sejam abordadas outras medidas de mitigação, referentes aos problemas de QEE analisados, não contempladas neste trabalho.

Por fim, o mundo está diante de uma Quarta Revolução Industrial, conhecida também por Indústria 4.0, que se caracteriza pela tendência de automatização, quase que total, das fábricas, fundamentada na concepção de sistemas a partir de uma rede de máquinas, propriedades e sistemas de informações em toda a cadeia de valor e por todo o ciclo de vida do produto [53]. Neste caso, os equipamentos e máquinas estarão cada vez mais vulneráveis às variações da qualidade da energia. Como sugestão final, tem-se a análise das características e causas dos distúrbios nestas indústrias, bem como dos seus respectivos impactos, comparando os resultados obtidos com o presente trabalho.

7.2 PUBLICAÇÕES DECORRENTES

Harmonic Mitigation Techniques Applied to Industrial Power Systems: Real Case Study With Measurements, Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE 2018, Data: 12 a 16/05/2018, DOI: 10.1109/SBSE.2018.8395585.

Mitigação de Harmônicos e Transitórios devido a Instalação e Chaveamento de Banco de Capacitores: Estudo de Caso Real, Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE 2016, Data: 22 a 25/05/2016, SBSE2016-0045.

Utilização de Técnicas de Proteção para Garantir a Estabilidade Transitória de uma Indústria Siderúrgica com uma UTE de Cogeração: Estudo de Caso Real, XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE 2019, Data: 10 a 13/11/2019, artigo aprovado a ser apresentado neste período.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Dugan R. C., McGranaghan M. F., Santoso S e Beaty H. W., *Electrical Power Systems Quality*. 2ª ed., McGrall-Hill, 2012.

[2] Pires I. A., *Caracterização de harmônicos causados por equipamentos eletroeletrônicos residenciais e comerciais no sistema de distribuição de energia elétrica*. Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica da UFMG, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Belo Horizonte - MG, Março de 2006.

[3] Silva J. A. M., *Análise comparativa de resultados de simulação de Afundamentos de Tensão utilizando programas de Curto-circuito e de Transitórios Eletromagnéticos*. Dissertação submetida à Coordenação de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – CPG-E da UNIFEI, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica. Itajubá - MG, Outubro de 2004.

[4] Arruda E. F., *Análise de Distúrbios relacionados com a Qualidade da Energia Elétrica utilizando a Transformada WAVELET*. Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do Título em Mestre em Engenharia Elétrica. São Carlos – SP, 2003.

[5] Corrêa F. I. M., *Estudo de um Sistema de Distribuição com Enfoque na Qualidade da Energia Elétrica*. Trabalho de conclusão de curso apresentado à Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo. Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação. São Carlos - SP, 2007.

[6] IEEE Std. 1159-2009, *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*. IEEE Power & Energy Society.

[7] ANEEL, *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST*, 2016.

[8] Malta S., *A importância da Qualidade de Energia para a Indústria e os Investimentos em Rede*. Revista Brasil Energia, artigo publicado em 07/02/2018.

[9] Salgado G. C., *Análise e Projeto de Algoritmo de Detecção Robusta de Afundamentos de Tensão*. Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica. Belo Horizonte - MG, 2017.

[10] John, A.N., “*Survey of the Recent Voltage Sag Papers from Around the World*,” Proceedings of IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Annual Technical Conference, St. Petersburg, FL, USA, 1993. p.52-54.

[11] Filho J. M., *Instalações Elétricas Industriais*. LTC Editora, 8ª Edição. Rio de Janeiro - RJ, 2010.

[12] Pires I. A., *Compensadores Série de Tensão em Onda Quadrada: Aplicação na Mitigação de Afundamentos de Tensão*. Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFMG, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Doutor em Engenharia Elétrica. Belo Horizonte - MG, 2011.

[13] Santana M. W., *Agrupamento Incremental de Fluxo de Dados para Análise e Monitoramento da Qualidade de Energia*. Dissertação apresentada à Universidade Federal de Lavras, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas e Automação, área de concentração em Engenharia de Sistemas e Automação, para a obtenção do título de Mestre. Lavras – MG, 2017.

[14] Bollen M. H. J., *Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions*. IEEE Press, xvii, 543 p. New York - USA, 1999.

[15] Oliveira J. C. D., *Capítulo II: Qualidade de Energia Elétrica: Definição e Análise dos itens de Qualidade*. Projeto SIDAQEE. Universidade Federal de Uberlândia. Uberlândia, Centro de Ciências Exatas e Tecnologia, Departamento de Engenharia

Elétrica, Grupo de Qualidade e Racionalização de Energia Elétrica. Uberlândia - MG, 2000.

[16] Henrique H., *Chaves de Partida para Motores Trifásicos de Indução*. Apostila da Disciplina: Máquinas e Acionamentos Elétricos, do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte - Campus Mossoró.

[17] Borges P. V. S. e Carvalho C. S., *Queda de tensão na partida de motores em sistemas industriais*. Revista Setor Elétrico, artigo publicado em janeiro de 2018.

[18] Hirt E. D., *Análise de Curto-circuito e Afundamentos de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência: um Estudo Aplicado à Expansão da Geração no Rio Grande do Sul*. Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica. Porto Alegre - RS, 2015.

[19] Júnior W. D. S., *Elementos de Análise de Sistemas de Potência*. Editor McGraw-Hill 4ª edição americana, 2ª edição em português. São Paulo - SP.

[20] IEEE Std 141-1993, *Electric Power Distribution for Industrial Plants*. IEEE Standards Board (RED BOOK).

[21] IEC 60034-1:2017, *Rotating Electrical Machines - Part 1: Rating and Performance*.

[22] Chapman S. J., *Fundamentos de Máquinas Elétricas*. MC Graw Hill, bookman, AMGH Editora Ltda, 5ª edição. Porto Alegre - RS, 2013.

[23] WEG, *Guia de Especificação - Motores Elétricos*.

[24] Felber, L. A., *Regulação de Tensão em Subestações de Distribuição de Energia Elétrica*. Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica. Itajubá - MG, Julho de 2010.

[25] Buratti R. P., *Reguladores de Tensão em Redes Elétricas com Alta Penetração de Cargas Não Lineares*. Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia do Campus de Ilha Solteira – UNESP como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área do Conhecimento: Automação. Ilha Solteira - SP, 2016.

[26] Paulillo G., Teixeira M. D. e Bacca I., *Qualidade de energia – Capítulo XI Transitórios*. O Setor elétrico, Edição 94.

[27] IEEE Std. 1159-2009, *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*. IEEE Power & Energy Society.

[28] Telló V. B., *Transitórios devido ao Chaveamento de Bancos de Capacitores no Sistema Elétrico de Potência: Análise de Sobretensões e Sobrecorrentes Transitórias Resultantes da Energização e Desenergização de Bancos de Capacitores em Derivação*. Projeto de diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a graduação em Engenharia Elétrica. Porto Alegre - RS, 2016.

[29] Santos C. J., *Transitórios Originados pelo Chaveamento de Bancos de Capacitores da Concessionária em um Sistema Elétrico de Distribuição*. Dissertação apresentada à escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do Título de mestre em Engenharia Elétrica. São Carlos - SP, 2000.

[30] Garcia, F. R., Silva, A. M., Almeida, P. R., Lemes, M. I., *Aplicação de Equipamentos de Compensação Reativa em Sistemas Industriais sob os Aspectos de Harmônicos e Transitórios de Manobra: Estudo de Casos Reais*. XI Conferência Brasileira Sobre Qualidade de Energia Elétrica - CBQEEE. Campina Grande - PB, Julho de 2015.

[31] ABNT NBR 5282-1998, *Capacitores de Potência em Derivação para Sistemas de Tensão Nominal acima de 1000V - Especificação*.

[32] Prado L. G B., *Qualidade Da Energia Eletrica No Brasil E Os Crescentes Problemas Causados Por Harmônicos*. Relatório apresentado à Banca Examinadora do Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia Elétrica para análise e aprovação. Campinas - SP, Dezembro de 2007.

[33] Júnior R. A. B., *Análise de Harmônicos em Sistemas Elétricos industriais utilizando medições e Simulações*. Dissertação apresentada ao Curso de pós-graduação em Engenharia Elétrica da universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Ciências. Belo Horizonte, Abril de 1994.

[34] Nakamura R. D. R., *Instalação de Capacitores de Potência em Redes Poluídas por Harmônicos e com Baixa Potência de Curto-Circuito*. Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Belo Horizonte, 27 de maio de 2011.

[35] IEEE 519-2014, *IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*. IEEE Power and Energy Society.

[36] Slides da aula do professor Pires I. A., EEE934 – Qualidade de Energia Elétrica do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais.

[37] IEEE 1531-2003, *Guide for Application and Specification of Harmonic Filters*. IEEE Power Engineering Society.

[38] Teixeira J. L., *Estudos de Parâmetros de Geradores Considerando Aspectos de Estabilidade para Aplicação na Expansão de Sistemas Elétricos*. Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica. Belo Horizonte - MG, 27 de Maio de 2017.

[39] INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética. *O que é Geração Distribuída*. Disponível em: http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=gd. Acessado em: 17/03/2018.

[40] Kundur P., Paserba J., Ajjarapu V., Andersson G., Bose A., Canizares C, Hatziargyriou N, Hill D., Stankovic A., Taylor C., Cutsem T. V. e Vittal V., *Definition and Classification of Power System Stability*. IEEE / CIGRE Joint Task Force Stability Teeficaz and Definitions. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, nº 2, p. 1387-1404, May 2004.

[41] Kundur P., *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill. Paolo Alto, California, USA, 1994.

[42] IEEE Std. 242-2001, *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*. IEEE-SA Standards Board (BUFF BOOK).

[43] Mota I. L., *Análise de Alternativas de Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos*. Dissertação apresentada à Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e Computação da Universidade Federal de Goiás para o preenchimento dos requisitos de obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Goiânia - GO, 2015.

[44] Kindermann G., *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência – Volume 3*. UFSC Lab Plan EEL. Florianópolis - SC, 2008.

[45] IEEE Power Engineering Society, *IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators*. Special Publication of the IEEE Power System Relaying Committee. 2011.

[46] IEEE Std. C37.102-2006, *IEEE Guide for AC Generator Protection*. IEEE Power Engineering Society.

[47] Salles N. J., *Modelagem Multiambiente de Sistemas de Proteção para Ilhamento Intencional de Geradores Síncronos Distribuídos*. Tese de Doutorado apresentada ao

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica, na área de Energia Elétrica. Campinas - SP, 2013.

[48] Vieira J. C. M., Freitas W., Xu W., Morelato A., *Performance of Frequency Relays for Distributed Generation Protection*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, nº 3, Julho de 2006.

[49] Infomet, 03 – Alto Forno: Obtenção do Ferro Gusa. Aços & Ligas / Aço: Processos de Fabricação / Processo Siderúrgico. Disponível em: <https://www.infomet.com.br/site/acos-e-ligas-conteudo-ler.php?codConteudo=234>. Acessado em: 02/11/18.

[50] Documento de Concepção de Projeto (MDL DCP), *Mecanismo De Desenvolvimento Limpo Documento De Concepção De Projeto (CDM-DCP)*. Versão 03.2, 28 de Julho de 2006.

[51] Moura D. F. P., Dantas K. M. C., Neves W. L. A., Júnior D. F., *Estudo de Surtos Decorrentes de Manobras em Bancos de Capacitores – Procedimentos Computacionais e Medidas Mitigadoras*. IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), Goiânia - GO, Maio de 2012.

[52] Resolução Normativa Nº 414, *Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada*. Agência Nacional De Energia Elétrica – ANEEL. Brasília - DF, 2010.

[53] Silva E. C. C., Filho W. A. C. C., Araújo F. J. C. A., *A Qualidade da Energia Elétrica no Contexto da Quarta Revolução Industrial - Indústria 4.0*. XXXVII ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO. Joinville - SC, Outubro de 2017.

ANEXOS

ANEXO A.1 - TABELAS DE DADOS ESTUDO DE CASO 1

Dados das Fontes de Energia.

Tabela A.1 – Caso 1- Dados das Fontes de Energia.

| FONTE | CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICOS |
|-------------|---------------------------|
| FONTE 345kV | 8.959A em 345kV |
| FONTE 33kV | 9.282A em 33kV |

Dados dos Cabos de Força.

Tabela A.2 – Caso 1 - Dados dos Cabos de Força.

| CABOS | DE | PARA | FORMAÇÃO E BITOLA | COMPRIMENTO |
|-------|---------------------------|--------------------------|----------------------------------|-------------|
| C01 | T01 | Barra Emergência 6,9kV | 1x6c#240mm ² por fase | 200m |
| C02 | T02 | Barra Emergência 6,9kV | 1x6c#240mm ² por fase | 200m |
| C03 | T03 | Barra 6,9kV | 1x4c#240mm ² por fase | 100m |
| C04 | Barra Emergência 6,9kV | Barra 6,9kV | 1x4c#240mm ² por fase | 500m |
| C05 | Barra 6,9kV | Motor Principal Soprador | 1x1c#240mm ² por fase | 50m |
| C06 | Barra 6,9kV | Motor Reserva Soprador | 1x1c#240mm ² por fase | 50m |

Dados de Placa do Transformador T03.

Tabela A.3 – Caso 1 - Dados de Placa do Transformador T03.

| TRANSFORMADOR T03 | | | |
|---------------------------|------------|-------------|---------------|
| POTÊNCIA APARENTE NOMINAL | | 15/20 | MVA |
| TENSÃO E CORRENTE | | | |
| | PRIMÁRIA | 33 | kV 262,43 A |
| | SECUNDÁRIA | 6,9 | kV 1.255,11 A |
| DEFASAMENTO ANGULAR | | Dyn1 | |
| IMPEDÂNCIA | | | |
| | | 34,65 / 6,9 | kV 9,75 % |
| | | 33 / 6,9 | kV 9,85 % |
| | | 31,35 / 6,9 | kV 10,02 % |
| TAPE | | ±2x2,5 | % |
| | 1 | 34,650 | kV 249,94 A |
| | 2 | 33,825 | kV 256,03 A |
| | 3 | 33,000 | kV 262,43 A |
| | 4 | 32,175 | kV 269,16 A |
| | 5 | 31,350 | kV 276,24 A |

Dados de Placa dos Transformadores T01 e T02.

Tabela A.4 – Caso 1 - Dados de Placa dos Transformadores T01 e T02.

| TRANSFORMADORES T01 E T02 | | | |
|----------------------------------|-------------|-----|-----------------|
| POTÊNCIA APARENTE NOMINAL | | | |
| AT | 140 / 175 | MVA | |
| BT | 120 / 150 | MVA | |
| T | 20 / 25 | MVA | |
| TENSÃO E CORRENTE | | | |
| PRIMÁRIA | 345 | kV | 234 / 293 A |
| SECUNDÁRIA | 33 | kV | 2.099 / 2.624 A |
| TERCIÁRIA | 6,9 | kV | 1.673 / 2.092 A |
| DEFASAMENTO ANGULAR | Yn, yn0, d1 | | |
| IMPEDÂNCIA | | | |
| AT-BT | 379,5 / 33 | kV | 14,70 % |
| | 345 / 33 | kV | 14,04 % |
| | 310,5 / 33 | kV | 14,33 % |
| AT-T | 379,5 / 6,9 | kV | 12,46 % |
| | 345 / 6,9 | kV | 12,02 % |
| | 310,5 / 6,9 | kV | 12,18 % |
| BT-T | 33 / 6,9 | kV | 56,45 % |
| TAPE | ±8x1,25 % | | |
| 1 | 379,5 | kV | 213 / 266 A |
| 2 | 375,2 | kV | 215 / 269 A |
| 3 | 370,9 | kV | 218 / 272 A |
| 4 | 366,6 | kV | 220 / 276 A |
| 5 | 362,3 | kV | 223 / 279 A |
| 6 | 357,9 | kV | 226 / 282 A |
| 7 | 353,6 | kV | 229 / 286 A |
| 8 | 349,3 | kV | 231 / 289 A |
| 9A / 9 / 9B | 345 | kV | 234 / 293 A |
| 10 | 340,7 | kV | 237 / 297 A |
| 11 | 336,4 | kV | 240 / 300 A |
| 12 | 332,1 | kV | 243 / 304 A |
| 13 | 327,8 | kV | 247 / 308 A |
| 14 | 324,4 | kV | 350 / 312 A |
| 15 | 319,1 | kV | 253 / 317 A |
| 16 | 314,8 | kV | 257 / 321 A |
| 17 | 310,5 | kV | 260 / 325 A |

Dados dos Motores Principal e Reserva do Soprador.

Tabela A.5 – Caso 1 - Dados dos Motores Principal e Reserva do Soprador.

| MOTORES PRINCIPAL E RESERVA DO SOPRADOR | | | |
|--|-------------------------|---|---------------|
| POTÊNCIA ATIVA NOMINAL | 2.982,8 kW | = | 4.000 HP |
| TENSÃO NOMINAL | 6.600 V | | |
| FATOR DE POTÊNCIA | 0,944 i | | |
| RENDIMENTO | 95,85 % | | |
| CORRENTE NOMINAL | 288 A | | |
| Ip/In | 6,31 | | |
| CORRENTE PARTIDA | 1.817,28 A | | |
| CORRENTE À VAZIO | 80,64 A | | |
| TEMPO DE ROTOR BLOQUEADO | 7,2 s | | |
| FATOR DE SERVIÇO | 1,15 | | |
| FREQUÊNCIA | 60 Hz | | |
| NÚMERO DE POLOS | 2 | | |
| VELOCIDADE SÍNCRONA | 3600 rpm | | |
| CONJUGADO (TORQUE) NOMINAL COM 100% TENSÃO | 8006 N.m | | |
| CONJUGADO (TORQUE) PARTIDA | 118 % | = | 9.447,08 N.m |
| CONJUGADO (TORQUE) MÁXIMO | 268,00 % | = | 21.456,08 N.m |
| MOMENTO DE INÉRCIA | 38,68 kg.m ² | | |

Dados da Curva Conjugado Motores Principal e Reserva do Soprador.

Tabela A.6 – Caso 1 - Dados Curva Conjugado Motores Principal e Reserva do Soprador.

| RPM | | CONJUGADO MOTOR | |
|-------------|--------------|------------------------|--------------|
| (pu) | (rpm) | 1 p.u de Vn | |
| | | (pu) | (N.m) |
| 0,000 | 0,00 | 1,180 | 9447,08 |
| 0,100 | 360,00 | 1,160 | 9286,96 |
| 0,200 | 720,00 | 1,170 | 9367,02 |
| 0,300 | 1080,00 | 1,180 | 9447,08 |
| 0,400 | 1440,00 | 1,190 | 9527,14 |
| 0,500 | 1800,00 | 1,220 | 9767,32 |
| 0,600 | 2160,00 | 1,280 | 10247,68 |
| 0,700 | 2520,00 | 1,400 | 11208,40 |
| 0,800 | 2880,00 | 1,760 | 14090,56 |
| 0,900 | 3240,00 | 2,480 | 19854,88 |
| 0,910 | 3276,00 | 2,520 | 20175,12 |
| 0,920 | 3312,00 | 2,580 | 20655,48 |
| 0,930 | 3348,00 | 2,650 | 21215,90 |
| 0,940 | 3384,00 | 2,680 | 21456,08 |
| 0,950 | 3420,00 | 2,650 | 21215,90 |
| 0,960 | 3456,00 | 2,540 | 20335,24 |
| 0,990 | 3564,00 | 1,400 | 11208,40 |
| 1,000 | 3600,00 | 0,000 | 0,00 |

Dados da Carga do Soprador.

Tabela A.7 – Caso 1 - Dados da Carga do Soprador.

| CARGA DO SOPRADOR | | | |
|----------------------------|--------|---------------------|------------------------------|
| CONJUGADO (TORQUE) NOMINAL | 4.804 | N.m | |
| CONJUGADO (TORQUE) MÍNIMO | 0 | N.m | |
| CONJUGADO (TORQUE) MÁXIMO | 4.804 | N.m | |
| MOMENTO DE INÉRTIA | 34,30 | kg.m ² | |
| VELOCIDADE NOMINAL CARGA | 3.600 | rpm | |
| VAZÃO | 53,500 | n.m ³ /h | / 24,075 n.m ³ /h |

Dados da Curva de Conjugado Resistente da Carga do Soprador.

Tabela A.8 – Caso 1 - Dados da Curva de Conjugado Resistente da Carga do Soprador.

| RPM | | CONJUGADO CARGA | |
|-------------|--------------|------------------------|--------------|
| (pu) | (rpm) | (pu) | (N.m) |
| 0,000 | 0,00 | 0,000 | 0,00 |
| 0,100 | 360,00 | 0,022 | 175,89 |
| 0,200 | 720,00 | 0,066 | 527,68 |
| 0,300 | 1080,00 | 0,110 | 879,47 |
| 0,400 | 1440,00 | 0,220 | 1758,94 |
| 0,500 | 1800,00 | 0,384 | 3078,15 |
| 0,600 | 2160,00 | 0,483 | 3869,67 |
| 0,700 | 2520,00 | 0,659 | 5276,82 |
| 0,800 | 2880,00 | 0,835 | 6683,98 |
| 0,900 | 3240,00 | 1,099 | 8794,71 |
| 0,910 | 3276,00 | 1,120 | 8970,60 |
| 0,920 | 3312,00 | 1,142 | 9146,49 |
| 0,930 | 3348,00 | 1,164 | 9322,39 |
| 0,940 | 3384,00 | 1,186 | 9498,28 |
| 0,950 | 3420,00 | 1,208 | 9674,18 |
| 0,960 | 3456,00 | 1,230 | 9850,07 |
| 0,990 | 3564,00 | 1,296 | 10377,75 |
| 1,000 | 3600,00 | 1,318 | 10553,65 |

Dados da Carga Equivalente de 6,9kV.

Tabela A.9 – Caso 1 - Dados da Carga Equivalente de 6,9kV.

| CARGA EQUIVALENTE 6,9kV | |
|--------------------------------|-------------|
| POTÊNCIA ATIVA NOMINAL | 9.847,87 kW |
| TENSÃO NOMINAL | 6,9 kV |
| FATOR DE POTÊNCIA | 0,778 i |
| CORRENTE NOMINAL | 1.045,10 A |
| FREQUÊNCIA | 60 Hz |

ANEXO A.2 – TABELAS DE CÁLCULOS ESTUDO DE CASO 1

Cálculo do Tempo de Aceleração do Motor Principal do Soprador.

Tabela A.10 – Caso 1 - Cálculo do Tempo de Aceleração do Motor Principal do Soprador.

| CONJUNTO | MOTOR | | | | CARGA | | | TOTAL |
|--------------|----------------------|---------------------|-------------------------------|--|------------------------------|------------------------------|---|--|
| RPM (rpm) | Conjugado Partida | Conjugado Máximo | Conjugado Nominal (N.m) | Momento Inércia (kg.m ²) | Conjugado Mínimo (N.m) | Conjugado Máximo (N.m) | Momento Inércia Carga (kg.m ²) | Momento Inércia (kg.m ²) |
| 3600 | 80% | 182% | 8006,00 | 38,68 | 0,00 | 4804,00 | 34,30 | 72,98 |

| RPM (pu) | Variação RPM (pu) | Variação RPM (rpm) | Conjugado Motor (N.m) | Conjugado Médio Motor (N.m) | Conjugado Carga (N.m) | Conjugado Médio Carga (N.m) | Conjugado Aceleração Médio (N.m) | TEMPO (s) |
|-------------------------------|-------------------------|--------------------------|-----------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|-----------------------------------|---|---------------|
| 0,00 | - | - | 6414,34 | - | 0,00 | - | - | - |
| 0,10 | 0,1 | 360 | 6305,62 | 6359,98 | 175,89 | 87,95 | 6272,03 | 0,439 |
| 0,20 | 0,1 | 360 | 6359,98 | 6332,80 | 527,68 | 351,79 | 5981,01 | 0,460 |
| 0,30 | 0,1 | 360 | 6414,34 | 6387,16 | 879,47 | 703,58 | 5683,58 | 0,484 |
| 0,40 | 0,1 | 360 | 6468,70 | 6441,52 | 1758,94 | 1319,21 | 5122,31 | 0,537 |
| 0,50 | 0,1 | 360 | 6631,78 | 6550,24 | 3078,15 | 2418,54 | 4131,69 | 0,666 |
| 0,60 | 0,1 | 360 | 6957,93 | 6794,85 | 3869,67 | 3473,91 | 3320,94 | 0,828 |
| 0,70 | 0,1 | 360 | 7610,23 | 7284,08 | 5276,82 | 4573,25 | 2710,83 | 1,015 |
| 0,80 | 0,1 | 360 | 9567,15 | 8588,69 | 6683,98 | 5980,40 | 2608,29 | 1,055 |
| 0,90 | 0,1 | 360 | 13480,99 | 11524,07 | 8794,71 | 7739,34 | 3784,73 | 0,727 |
| 0,91 | 0,01 | 36 | 13698,42 | 13589,70 | 8970,60 | 8882,65 | 4707,05 | 0,058 |
| 0,92 | 0,01 | 36 | 14024,58 | 13861,50 | 9146,49 | 9058,55 | 4802,95 | 0,057 |
| 0,93 | 0,01 | 36 | 14405,09 | 14214,83 | 9322,39 | 9234,44 | 4980,39 | 0,055 |
| 0,94 | 0,01 | 36 | 14568,16 | 14486,63 | 9498,28 | 9410,34 | 5076,29 | 0,054 |
| 0,95 | 0,01 | 36 | 14405,09 | 14486,63 | 9674,18 | 9586,23 | 4900,40 | 0,056 |
| 0,96 | 0,01 | 36 | 13807,14 | 14106,11 | 9850,07 | 9762,12 | 4343,99 | 0,063 |
| 0,99 | 0,03 | 108 | 7610,23 | 10708,69 | 10377,75 | 10113,91 | 594,77 | 1,388 |
| 1,00 | 0,01 | 36 | 0,00 | 0,00 | 10553,65 | 10465,70 | 0,00 | 0,000 |
| TEMPO TOTAL DE PARTIDA | | | | | | | | 7,94 s |

Cálculo do Tempo de Aceleração do Motor Reserva do Soprador.

Tabela A.11 – Caso 1 - Cálculo do Tempo de Aceleração do Motor Reserva do Soprador.

| CONJUNTO | MOTOR | | | | CARGA | | | TOTAL |
|----------|-------------------|------------------|-------------------------|--------------------------------------|------------------------|------------------------|--|--------------------------------------|
| | Conjugado Partida | Conjugado Máximo | Conjugado Nominal (N.m) | Momento Inércia (kg.m ²) | Conjugado Mínimo (N.m) | Conjugado Máximo (N.m) | Momento Inércia Carga (kg.m ²) | Momento Inércia (kg.m ²) |
| 3600 | 97% | 221% | 8006,00 | 38,68 | 0,00 | 4804,00 | 34,30 | 72,98 |

| RPM (pu) | Varição RPM (pu) | Varição RPM (rpm) | Conjugado Motor (N.m) | Conjugado Médio Motor (N.m) | Conjugado Carga (N.m) | Conjugado Médio Carga (N.m) | Conjugado Aceleração Médio (N.m) | TEMPO (s) |
|-------------------------------|------------------|-------------------|-----------------------|-----------------------------|-----------------------|-----------------------------|----------------------------------|---------------|
| 0,00 | - | - | 7778,49 | - | 0,00 | - | - | - |
| 0,10 | 0,1 | 360 | 7646,65 | 7712,57 | 175,89 | 87,95 | 7624,62 | 0,361 |
| 0,20 | 0,1 | 360 | 7712,57 | 7679,61 | 527,68 | 351,79 | 7327,82 | 0,375 |
| 0,30 | 0,1 | 360 | 7778,49 | 7745,53 | 879,47 | 703,58 | 7041,95 | 0,391 |
| 0,40 | 0,1 | 360 | 7844,41 | 7811,45 | 1758,94 | 1319,21 | 6492,24 | 0,424 |
| 0,50 | 0,1 | 360 | 8042,16 | 7943,29 | 3078,15 | 2418,54 | 5524,74 | 0,498 |
| 0,60 | 0,1 | 360 | 8437,68 | 8239,92 | 3869,67 | 3473,91 | 4766,01 | 0,577 |
| 0,70 | 0,1 | 360 | 9228,71 | 8833,20 | 5276,82 | 4573,25 | 4259,95 | 0,646 |
| 0,80 | 0,1 | 360 | 11601,81 | 10415,26 | 6683,98 | 5980,40 | 4434,86 | 0,620 |
| 0,90 | 0,1 | 360 | 16348,01 | 13974,91 | 8794,71 | 7739,34 | 6235,57 | 0,441 |
| 0,91 | 0,01 | 36 | 16611,68 | 16479,85 | 8970,60 | 8882,65 | 7597,19 | 0,036 |
| 0,92 | 0,01 | 36 | 17007,20 | 16809,44 | 9146,49 | 9058,55 | 7750,90 | 0,035 |
| 0,93 | 0,01 | 36 | 17468,64 | 17237,92 | 9322,39 | 9234,44 | 8003,48 | 0,034 |
| 0,94 | 0,01 | 36 | 17666,39 | 17567,52 | 9498,28 | 9410,34 | 8157,18 | 0,034 |
| 0,95 | 0,01 | 36 | 17468,64 | 17567,52 | 9674,18 | 9586,23 | 7981,29 | 0,034 |
| 0,96 | 0,01 | 36 | 16743,52 | 17106,08 | 9850,07 | 9762,12 | 7343,96 | 0,037 |
| 0,99 | 0,03 | 108 | 9228,71 | 12986,12 | 10377,75 | 10113,91 | 2872,21 | 0,287 |
| 1,00 | 0,01 | 36 | 0,00 | 0,00 | 10553,65 | 10465,70 | 0,00 | 0,000 |
| TEMPO TOTAL DE PARTIDA | | | | | | | | 4,83 s |

ANEXO B.1 – DADOS ESTUDO DE CASO 2

Placa de Dados do Autotransformador.

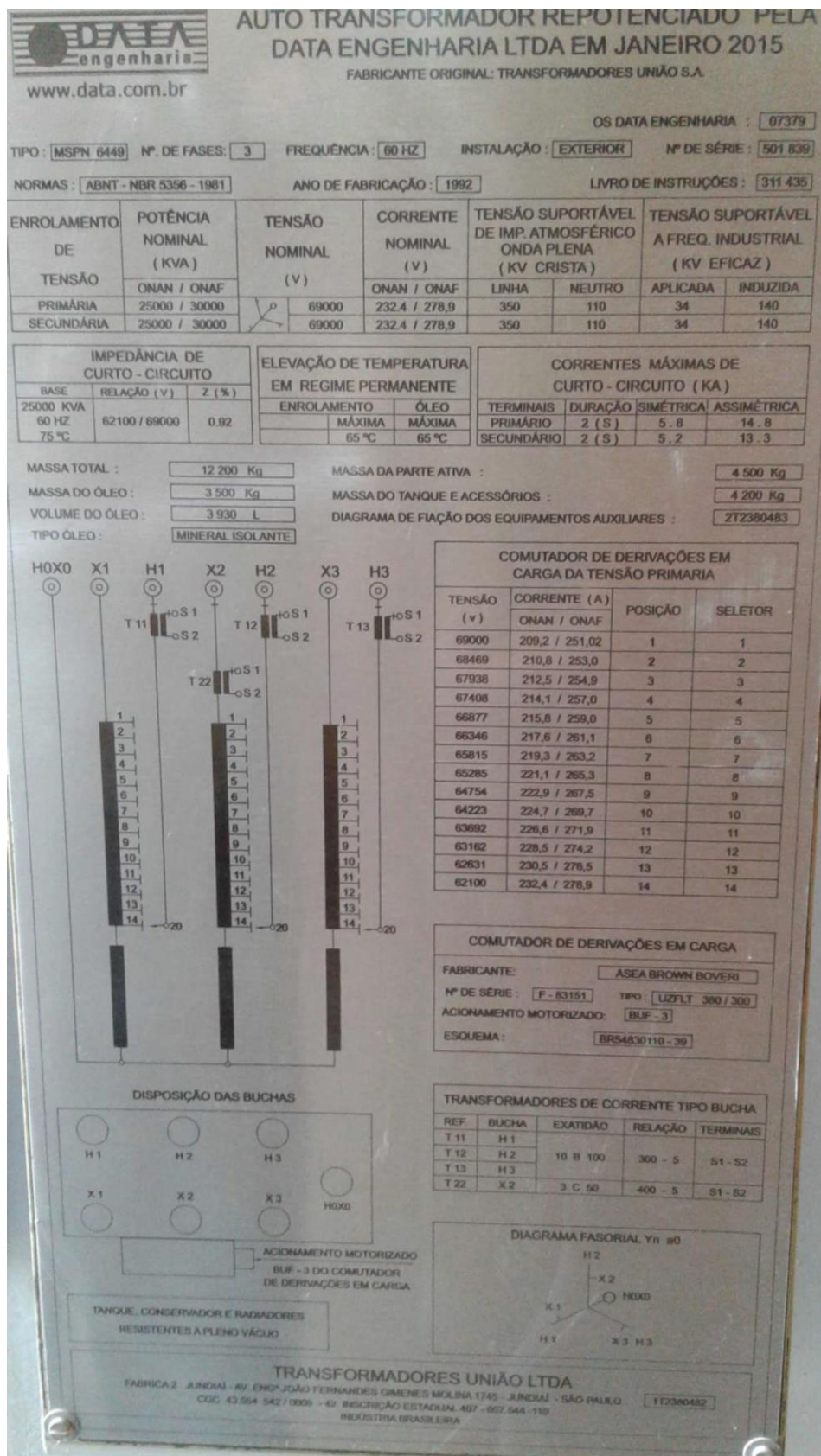


Figura B.1 – Caso 2 - Placa de Dados do Autotransformador.

Placa de Dados do Comutador de Tapes automático sob carga.

| ASEA BROWN BOVERI LTDA. | | | |
|--|----------------------------|------------|-------|
| COMUTADOR DE DERIVAÇÕES EM CARGA | | Nº F83 151 | |
| Tipo UZFLT 380/300 | 3 Ø | 60 Hz | |
| Nº de posições 14 | | | |
| Tensão por degrau. 306,4 V | Corrente pass. nom. 232,4A | | |
| Duração dos contatos 500 000 | operações | | |
| Mecanismo de Acionamento Motorizado | | | |
| Tipo BUF 3 | | | |
| Motor 0,5 CV | 3 Ø | 380 V | 60 Hz |
| Circuito de controle | 220 V | 60 Hz | |
| Transdutor p/ Indic. de Posição | V | Hz | |
| Resist. de aquecimento | 220 V | 60 Hz | |
| Norma IEC 214 (1976). | | | |
| Manutenção após 100 000 operações, ou pelo menos a cada 7 anos, o que ocorrer primeiro. | | | |
| Inspeção do Mec. de acionamento e teste de rigidez dielétrica do óleo pelo menos uma vez por ano | | | |
| Ano de fabricação: 1992 | | | |
| INDÚSTRIA BRASILEIRA - GUARULHOS - S P C.S.C. 01.074.829/0012-03 | | | |

Figura B.2 – Caso 2 - Placa de Dados do Comutador de Tapes automático sob carga.

Indicador de Posição dos Tapes.

Figura B.3 – Caso 2 - Indicador de Posição dos Tapes.

Parâmetros de Controle do Regulador de Tensão.

Figura B.4 – Caso 2 - Parâmetros de Controle do Regulador de Tensão.

ANEXO C.1 – DADOS ESTUDO DE CASO 5

Demanda das cargas equivalentes.

Tabela C.1 – Caso 5 - Cargas equivalentes.

| SUBESTAÇÃO TAG | CONDIÇÃO | DESCRIÇÃO | DEMANDA (kW) |
|----------------|-------------|---------------------------------|--------------|
| SE Aciaria | Crítica | Cargas Prioritárias Aciaria | 1.777,63 |
| | | Cargas Não Prioritárias Aciaria | 3.954,38 |
| SE Caldeiras | Crítica | Cargas Prioritárias Caldeiras | 2.200,00 |
| SE Ferro Gusa | Crítica | Cargas Prioritárias Ferro Gusa | 7.078,00 |
| - | Não Crítica | Cargas Subestações Não Críticas | 40.263,00 |

Modelo Matemático do Gerador Síncrono.

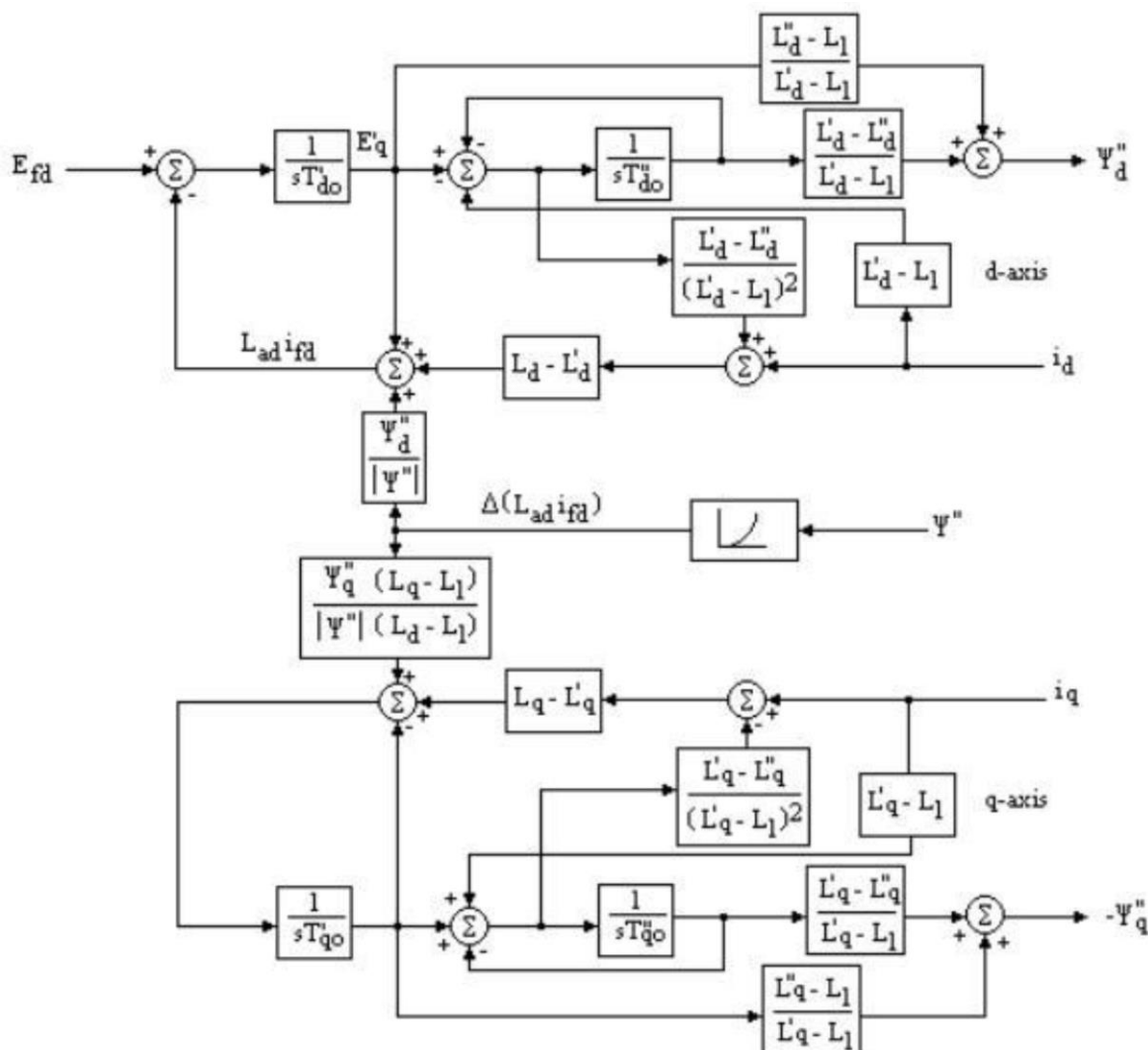


Figura C.1 – Caso 5 - Modelo Matemático do Gerador Síncrono.

Parâmetros utilizados no Modelo Matemático do Gerador Síncrono.

Tabela C.2 – Caso 5 - Parâmetros modelamento matemático do gerador síncrono.

| DADO | DESCRIÇÃO | VALOR | UNIDADE |
|-------|--|-------|---------|
| Ra | Resistência de Armadura | 0,003 | pu |
| Xd | Reatância de eixo direto | 2,20 | pu |
| Xq | Reatância de eixo em quadratura | 1,10 | pu |
| X'd | Reatância transitória de eixo direto | 0,38 | pu |
| X'q | Reatância transitória de eixo em quadratura | 0,40 | pu |
| X'' | Reatância subtransitória de eixo direto | 0,20 | pu |
| Xl | Reatância de dispersão | 0,16 | pu |
| H | Constante de Inércia (gerador+turbina+reductor) | 2,07 | S |
| D | Coefficiente de Amortecimento em carga | - | % |
| T'do | Constante Transitória de circuito aberto em eixo-d | 7,5 | S |
| T''do | Constante Subtransitória de circ. aberto em eixo-d | 0,076 | S |
| T'qo | Constante Transitória de circuito aberto em eixo-q | 1,0 | S |
| T''qo | Constante Subtransitória de circ. aberto em eixo-q | 0,076 | S |
| S1,0 | Fator de Saturação a 1,0 pu | 0,1 | - |
| S1,2 | Fator de Saturação a 1,2 pu | 0,5 | - |

Modelo Matemático do Regulador de Velocidade.

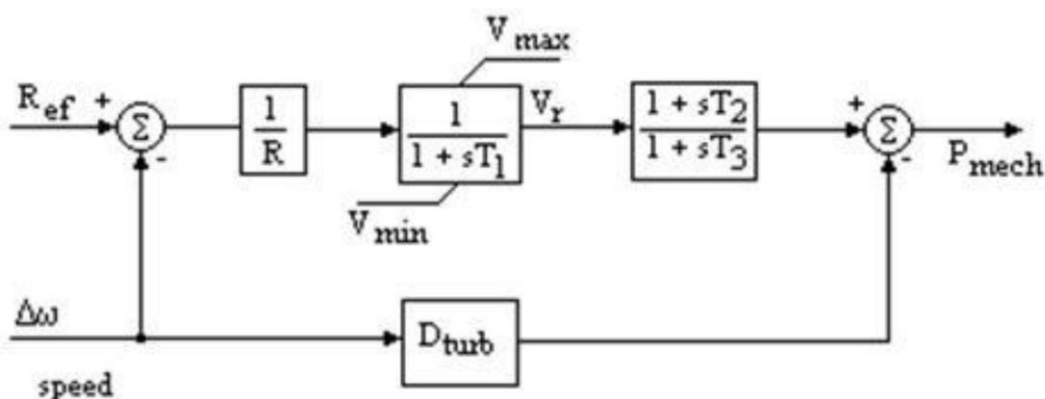


Figura C.2 – Caso 5 - Modelo Matemático do Regulador de Velocidade.

Parâmetros utilizados no Modelo Matemático do Regulador de Velocidade.

Tabela C.3 – Caso 5 - Parâmetros utilizados no modelo do regulador de velocidade.

| DADO | DESCRIÇÃO | VALOR | UNIDADE |
|-------|--|--------|---------|
| R | Droop permanente | 0,050 | - |
| T1 | Constante de tempo do governador | 0,36 | S |
| Vmax | Máxima potência de saída (base gerador) | 0,85 | Pu |
| Vmin | Mínima potência de saída | -0,050 | Pu |
| T2/T3 | Relação da Alta-Pressão da Turbina | 0,0 | - |
| T3 | Constante do vapor | 0,16 | S |
| Dturb | Coefficiente de Amortecimento da Turbina | 0,1 | - |

Obs.: O valor $V_{min} = -0,05$ representa a compensação das perdas na turbina e acessórios no limite do governador.

Modelo Matemático do Regulador de Tensão

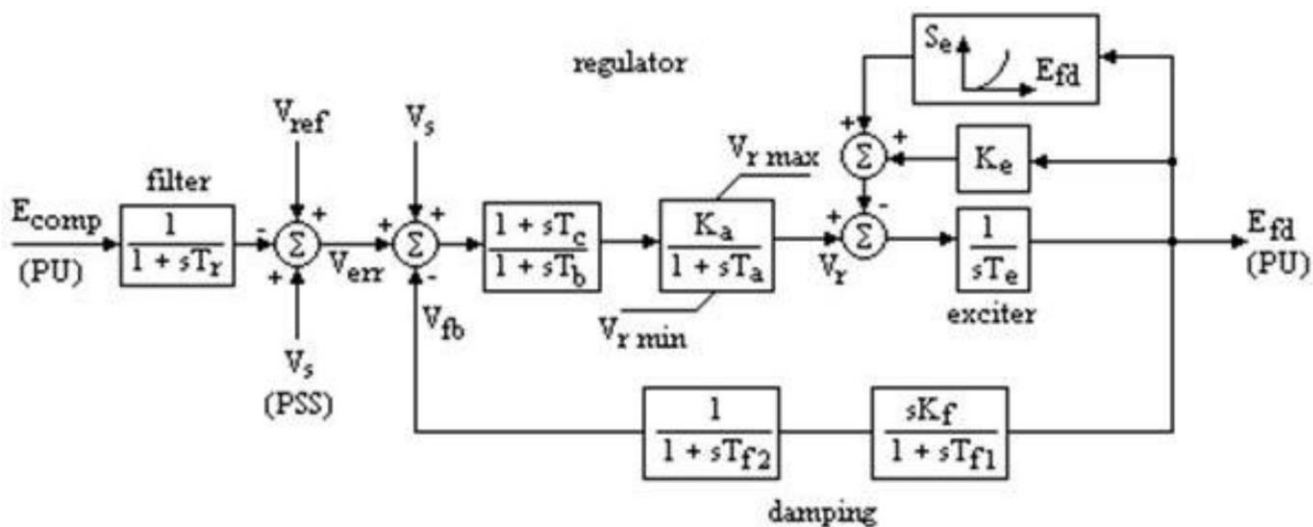


Figura C.3 – Caso 5 - Modelo Matemático do Regulador de Velocidade.

Parâmetros utilizados no Modelo Matemático do Regulador de Tensão.

Tabela C.4 – Caso 5 - Parâmetros utilizados no modelo do regulador de tensão.

| DADO | DESCRIÇÃO | VALOR | UNIDADE |
|----------|---|-------|---------|
| Tr | Constante de tempo do filtro | 0,04 | S |
| Ka | Ganho em regime permanente | 50 | Pu |
| Ta | Constante de tempo do regulador de tensão | 0,06 | S |
| Tc/Tb | Relação do filtro lead-lag | 0,00 | - |
| Tb | Constante de tempo do filtro lead-lag | 0,00 | S |
| Vrmax | Saída máxima do regulador de tensão | 1,0 | Pu |
| Vrmin | Saída mínima do regulador de tensão | -0,9 | Pu |
| KE | Ganho da excitatriz | -0,05 | Pu |
| TE | Constante de tempo da excitatriz | 0,5 | S |
| Kf | Ganho do controlador de realimentação | 0,05 | Pu |
| Tf1 | Constante de tempo da realimentação | 0,078 | S |
| Tf2 | Constante de tempo da realimentação | 0,80 | S |
| E1 | Tensão no fator de saturação mínima | 1,0 | Pu |
| Se(E1) | Fator saturação mínima | 0,074 | - |
| E2=Efmáx | Tensão no fator de saturação máximo | 4,60 | Pu |
| Se(E2) | Fator saturação máximo | 0,267 | - |