



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
TELECOMUNICAÇÕES

RAQUEL DE LUCA MATTOS

**ESTUDO SOBRE OS EFEITOS ADVERSOS
DECORRENTES DA INSTALAÇÃO DE
CAPACITORES NA COMPENSAÇÃO SÉRIE
DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

NITERÓI
2023

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
TELECOMUNICAÇÕES

RAQUEL DE LUCA MATTOS

**ESTUDO SOBRE OS EFEITOS ADVERSOS DECORRENTES
DA INSTALAÇÃO DE CAPACITORES NA COMPENSAÇÃO
SÉRIE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Orientador:
Bruno Wanderley França

NITERÓI
2023

(Espaço reservado para a ficha catalográfica)

RAQUEL DE LUCA MATTOS

ESTUDO SOBRE OS EFEITOS ADVERSOS DECORRENTES DA INSTALAÇÃO DE
CAPACITORES NA COMPENSAÇÃO SÉRIE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Bruno Wanderley França, Dr. – Orientador, UFF

Prof. Marcio Zamboti Fortes, Dr. – UFF

Prof. Silvangela Lilian da Silva Lima Barcelos, Dra. – UFMA

Niterói
Junho de 2023

Dedico este trabalho a Deus, à minha família e amigos.

Agradecimentos

Inicialmente, expresso profunda gratidão a Deus, por seu amor e cuidado comigo, dando-me forças para prosseguir nesta longa jornada acadêmica. Sua presença constante e orientação me sustentaram e me deram a perseverança necessária para superar os desafios e alcançar esta conquista.

À minha mãe, Maria Luisa de Luca, agradeço por ao longo desta vida ter sempre me incentivado a estudar e ir em busca dos meus objetivos, estando ao meu lado independente das circunstâncias, com amor e compreensão.

Ao meu pai, Rogério Müller (em memória), que nos deixou ao longo desta caminhada, dedico este trabalho.

Às minhas irmã Danielle de Luca e Ana Carolina de Luca, sou grata por saber que sempre temos umas às outras para contar, nos momentos de alegrias ou tristezas. Graças ao apoio de vocês, prossigo em busca dos meus objetivos.

Aos meus avós, Catarina Giglio (em memória) e Agostino de Luca (em memória), seus exemplos de dedicação, sabedoria e amor familiar foram fundamentais para a nossa família.

Às famílias de Luca e Giglio, aos meus tios, tias, primos e primas, por serem fontes inesgotáveis de apoio e serem presentes em meus dias.

Aos meus amigos, agradeço por tornarem os meus dias mais leves em muitos momentos e por serem uma parte fundamental da minha vida.

Agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. Bruno Wanderley França, pela compreensão em momentos delicados nesta jornada, apoio, paciência e diversos direcionamentos fornecidos para que fosse possível a conclusão deste trabalho.

Por fim, gostaria de agradecer à UFF e ao PPGEET pela oportunidade de realizar este mestrado. Agradeço a todos os professores, colegas e funcionários que contribuíram para a minha formação e enriqueceram esta experiência.

Resumo

Devido à importância da distribuição de energia elétrica para o desenvolvimento econômico e social de uma nação, torna-se imprescindível que haja confiabilidade e qualidade no fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Sendo assim, as soluções de planejamento do setor elétrico estão gradativamente mais direcionadas ao aproveitamento racional de recursos, considerando o aumento da demanda global por energia elétrica, havendo a necessidade de utilização de técnicas não convencionais em muitas ocasiões. Nesse sentido, este trabalho propõe a aplicação de compensação série em sistemas de distribuição de energia elétrica através do uso de capacitores como alternativa às técnicas convencionais, visando a análise de viabilidade técnica e os possíveis impactos negativos para solucionar as criticidades de tensão, com base nos limites e critérios de Qualidade do Fornecimento de Energia dispostos na Resolução Normativa ANEEL N° 956/2021. No entanto, a aplicação da compensação série na distribuição é limitada devido aos efeitos adversos que podem ocorrer, como a ferroressonância e a ressonância subsíncrona. Durante as pesquisas relativas ao tema, identificou-se uma lacuna na avaliação desses efeitos adversos nos sistemas série-compensados, o que motivou o desenvolvimento deste trabalho como um referencial para demais profissionais do setor elétrico de distribuição, cuja proposta é a apresentação de uma metodologia para tomada de decisão, contendo seis etapas, visando a análise de viabilidade técnica para a implementação da compensação série em sistemas de distribuição. Ao fim do trabalho, o método proposto foi aplicado em uma rede elétrica de 13,8 kV do sudeste brasileiro, com avaliações em regime permanente e transitório, utilizando os softwares CYMDIST® e PSCAD®. Os resultados obtidos demonstraram que, mediante à constatação de ferroressonância e ressonância subsíncrona nos estudos elétricos transitórios, recomenda-se a adoção de medidas que atenuem os impactos ou o descarte da solução de compensação série como uma alternativa de resolução da problemática motivadora, ainda que em regime permanente tenham sido vislumbrados benefícios.

Palavras-chaves: Compensação Série, Regulação de Tensão, Sistemas Elétricos de Distribuição, Ferroressonância, Ressonância Subsíncrona.

Comentado [RdL1]: Inserir símbolo de marca registrada.

Abstract

Due to the importance of electricity distribution for the economic and social development of a nation, reliability, and quality in supplying electricity to consumers are essential. Therefore, solutions in the electric sector's planning are increasingly focused on rational resource utilization, considering the growing global demand for electricity, often requiring the use of unconventional techniques. In this sense, the application of series compensation in electric power distribution systems using capacitors as an alternative to conventional techniques, aiming to analyze technical feasibility and potential negative impacts to address voltage issues based on the limits and Energy Supply Quality criteria outlined in Module 8 of Regulatory Resolution ANEEL N° 956/2021. However, the application of series compensation in distribution is limited due to adverse effects that may occur, such as ferroresonance and subsynchronous resonance. During the research on this topic, a gap was identified in the evaluation of these adverse effects in series-compensated systems, which motivated the development of this work as a reference for other professionals in the electrical distribution sector, whose proposal is to present a methodology for decision-making, containing six steps, aiming at the technical feasibility analysis for the implementation of series compensation in distribution systems. At the end of the study, the proposed method was applied to a 13.8 kV electric network in southeastern Brazil, with evaluations in steady-state and transient conditions using CYMDIST® and PSCAD® software. The results showed that, considering the occurrence of ferroresonance and subsynchronous resonance in transient electrical studies, it is recommended to adopt measures to mitigate the impacts or discard the series compensation solution as an alternative to address the underlying problem, despite the benefits observed in steady-state operation.

Keywords: Series Compensation, Voltage Regulation, Electrical Distribution Systems, Ferroresonance, Subsynchronous Resonance.

Lista de Figuras

FIGURA 1 – GRÁFICO DE EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE NO BRASIL DE 2012 A 2032 (EPE, 2022)	3
FIGURA 2 – TIPOS DE UNIDADES CÉLULAS CAPACITIVAS UTILIZADAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO (EATON®, 2023)	16
FIGURA 3 – UNIDADE MONOFÁSICA DO RT COM AS INDICAÇÕES DOS PRINCIPAIS COMPONENTES (COOPER POWER SYSTEMS®, 2017).....	19
FIGURA 4 – ESQUEMA ILUSTRATIVO CONTENDO OS ELEMENTOS QUE COMPÕEM O CONTROLADOR DO REGULADOR DE TENSÃO AUTOMÁTICO.....	20
FIGURA 5 – PERFIL DE TENSÃO DE UM CIRCUITO COM DOIS CENÁRIOS: SEM RT x COM RT.	21
FIGURA 6 – GRÁFICO EXEMPLO DA FAIXA DE AJUSTES E INSENSIBILIDADE DE UM RT.	23
FIGURA 7 – DIAGRAMA DOS ENROLAMENTOS MT E BT DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO.	24
FIGURA 8 – DIAGRAMAS UNIFILARES DE UM SISTEMA RADIAL SEM CAPACITOR, COM CAPACITOR SÉRIE E CAPACITOR PARALELO, RESPECTIVAMENTE (MOKRED, LIJUN, ET AL., 2020).	29
FIGURA 9 – DIAGRAMA FASORIAL DE QUEDA DE TENSÃO SEM CAPACITOR (MOKRED, LIJUN, ET AL., 2020).	29
FIGURA 10 – DIAGRAMA FASORIAL DE QUEDA DE TENSÃO COM COMPENSAÇÃO SÉRIE (MOKRED, LIJUN, ET AL., 2020).....	30
FIGURA 11 – DIAGRAMA FASORIAL DE QUEDA DE TENSÃO COM COMPENSAÇÃO EM PARALELO (MOKRED, LIJUN, ET AL., 2020).	30
FIGURA 12 – DIAGRAMA BÁSICO DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO SÉRIE (MOKRED, LIJUN E KHAN, 2020).	37
FIGURA 13 – TRANSFERÊNCIA DE POTÊNCIA P ENTRE OS BARRAMENTOS A E B DE UM SISTEMA PREDOMINANTEMENTE INDUTIVO.	41
FIGURA 14 – RELAÇÃO DE POTÊNCIA TRANSFERIDA POR TENSÃO RELACIONADOS AO GRAU DE COMPENSAÇÃO SÉRIE EM SISTEMAS ELÉTRICOS PREDOMINANTEMENTE INDUTIVOS.....	42
FIGURA 15 – FORMAS DE ONDA TÍPICAS DE TENSÃO E CORRENTE DURANTE A OCORRÊNCIA DO FENÔMENO DE FERRORESONÂNCIA (RECH, SANTOS, ET AL., 2016).	43
FIGURA 16 – EFEITOS DA FERRORESONÂNCIA NOS ENROLAMENTOS PRIMÁRIOS DO TRANSFORMADOR DE TENSÃO (AKTIF, 2021).	43
FIGURA 17 – COMPORTAMENTO TÍPICO DA VELOCIDADE E CORRENTE DE MOTORES DE INDUÇÃO EM ESTADO DE AUTO EXCITAÇÃO (AKTIF, 2021).	44
FIGURA 18 – CIRCUITO RLC COM CARACTERÍSTICA NÃO-LINEAR.	46
FIGURA 19 – CURVA DE MAGNETIZAÇÃO DA INDUTÂNCIA DO TRANSFORMADOR (THANOMSAT, PLANGKLANG E OHGAKI, 2018).	46
FIGURA 20 – ABORDAGEM GRÁFICA DA CURVA CARACTERÍSTICA V-I DE INDUTÂNCIA E CAPACITÂNCIA [ADAPTADO DE (VIENA, 2010)]	47
FIGURA 21 – CIRCUITO EQUIVALENTE DE UM MIT COM BCS: [A] RESPOSTA FORÇADA; (B) RESPOSTA NATURAL (WAGNER, 1941).	53
FIGURA 22 – FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA PROPOSTA PARA A AVALIAÇÃO DE VIABILIDADE TÉCNICA E EFEITOS ADVERSOS PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE COMPENSAÇÃO ATRAVÉS DE CAPACITORES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.	64
FIGURA 23 – REPRESENTAÇÃO DO DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA SIMULADO.	68
FIGURA 24 – IMAGEM DE SATÉLITE DO ALIMENTADOR SIMULADO, INCLUINDO OS 03 REGULADORES DE TENSÃO EM SÉRIE.	69
FIGURA 25 – ALIMENTADOR MODELADO NO SOFTWARE CYMDIST®. INCLUINDO OS 03 REGULADORES DE TENSÃO EM SÉRIE. ..	69
FIGURA 26 – GRÁFICO DE BARRAS CONTENDO A TENSÃO [P.U.] PARA OS CENÁRIOS SEM E COM BCS PARA CADA BARRA DO SISTEMA.....	74
FIGURA 27 – TEMPOS DE EXECUÇÃO DAS SIMULAÇÕES REALIZADAS NO PSCAD®.	76
FIGURA 28 – REPRESENTAÇÃO DO ALIMENTADOR NO PSCAD® PARA AS ANÁLISES DE TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS.	78
FIGURA 29 – MODELO DE CONDUTORES UTILIZADO NO PSCAD®.....	81
FIGURA 30 – COMPONENTE “THREE-PHASE VOLTAGE SOURCE MODEL 3” DO PSCAD® PARA A REPRESENTAÇÃO DE UMA FONTE DE TENSÃO.	81
FIGURA 31 – COMPONENTE “FIXED LOAD” DO PSCAD® PARA A REPRESENTAÇÃO DE CARGAS DO SISTEMA ELÉTRICO.....	82
FIGURA 32 – REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DO REGULADOR DE TENSÃO AUTOMÁTICO NO PSCAD®.	83
FIGURA 33 – TRANSFORMADOR MONOFÁSICO DE 2 ENROLAMENTOS UTILIZADOS PARA REPRESENTAR O REGULADOR DE TENSÃO NO PSCAD®.	84
FIGURA 34 – SISTEMA DE CONTROLE IMPLEMENTADO PARA A ATUAÇÃO AUTOMÁTICA DO REGULADOR DE TENSÃO NO PSCAD®.	84

FIGURA 35 – COMPONENTE “3-PHASE 2-WINDING TRANSFORMER” UTILIZADO PARA A REPRESENTAÇÃO DO TRANSFORMADOR TRIFÁSICO NO PSCAD®	85
FIGURA 36 – COMPONENTE “WOUND ROTOR INDUCTION MACHINE” UTILIZADO PARA A REPRESENTAÇÃO DO MOTOR DE INDUÇÃO NO PSCAD®	86
FIGURA 37 – COMPONENTE UTILIZADO PARA REPRESENTAR O CAPACITOR NO PSCAD®	86
FIGURA 38 – COMPONENTE “THREE-PHASE BREAKER” UTILIZADO PARA REPRESENTAR O DISJUNTOR TRIFÁSICO COM ABERTURA MONOPOLAR NO PSCAD®	87
FIGURA 39 – TENSÃO DE LINHA [P.U.] NA BARRA 15 DO SISTEMA EQUIVALENTE DO PSCAD®	89
FIGURA 40 – RESULTADO DA COMUTAÇÃO DOS TAPES DOS REGULADORES 01, 02 E 03 NA SIMULAÇÃO DO PSCAD®	89
FIGURA 41 – DETALHES DA VARIAÇÃO DE TENSÃO RMS [P.U.] NA BARRA 15 MEDIANTE ÀS COMUTAÇÕES DOS TAPES DOS REGULADORES	90
FIGURA 42 – CORRENTE [kA] POR FASE NA BARRA 01 DO SISTEMA EQUIVALENTE DO PSCAD®	92
FIGURA 43 – TENSÃO DE LINHA [P.U.] NA BARRA 08 APÓS A ENTRADA EM OPERAÇÃO DO BCS NO SISTEMA EQUIVALENTE DO PSCAD®	93
FIGURA 44 – TENSÃO DE LINHA [P.U.] NA BARRA 15 APÓS A ENTRADA EM OPERAÇÃO DO BCS NO SISTEMA EQUIVALENTE DO PSCAD®	94
FIGURA 45 – SOBRETENSÃO DE 1,02 P.U. MOMENTÂNEA EM UMA DAS TRÊS FASES APÓS A ENTRADA EM OPERAÇÃO DO BCS... ..	94
FIGURA 46 – TENSÃO DE LINHA [P.U.] NA BARRA 10 APÓS A CONTINGÊNCIA EM T = 3,5 s.	95
FIGURA 47 – TENSÃO FASE-TERRA [P.U.] DA FASE A NO TERMINAL DO LADO PRIMÁRIO DO TRANSFORMADOR 13,8/0,22 kV – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 01	98
FIGURA 48 – TENSÃO FASE-TERRA [P.U.] DA FASE B NO TERMINAL DO LADO PRIMÁRIO DO TRANSFORMADOR 13,8/0,22 kV – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 01	98
FIGURA 49 – TENSÃO FASE-TERRA [P.U.] DA FASE C NO TERMINAL DO LADO PRIMÁRIO DO TRANSFORMADOR 13,8/0,22 kV – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 01	98
FIGURA 50 – CORRENTE INSTANTÂNEA DE LINHA [kA] NAS FASES A, B E C DO LADO PRIMÁRIO DO TRANSFORMADOR 13,8/0,22 kV – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 01	99
FIGURA 51 – TENSÃO FASE-TERRA [P.U.] DAS FASES A, B E C NOS TERMINAIS LADO SECUNDÁRIO DO TRANSFORMADOR 13,8/0,22 kV – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 01.....	99
FIGURA 52 – TENSÃO FASE-TERRA [P.U.] DA FASE A NO TERMINAL DO BCS – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 01	100
FIGURA 53 – TENSÃO FASE-TERRA [P.U.] DA FASE B NO TERMINAL DO BCS – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 01	100
FIGURA 54 – TENSÃO FASE-TERRA [P.U.] DA FASE C NO TERMINAL DO BCS – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 01	100
FIGURA 55 – TENSÃO FASE-TERRA [P.U.] DA FASE A NO TERMINAL DO LADO PRIMÁRIO DO TRANSFORMADOR 13,8/0,22 kV – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 02	102
FIGURA 56 – TENSÃO FASE-TERRA [P.U.] DA FASE B NO TERMINAL DO LADO PRIMÁRIO DO TRANSFORMADOR 13,8/0,22 kV – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 02	102
FIGURA 57 – TENSÃO FASE-TERRA [P.U.] DA FASE C NO TERMINAL LADO PRIMÁRIO DO TRANSFORMADOR 13,8/0,22 kV – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 02	102
FIGURA 58 – CORRENTE INSTANTÂNEA DE LINHA [kA] NAS FASES A, B E C DO LADO PRIMÁRIO DO TRANSFORMADOR 13,8/0,22 kV – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 02	103
FIGURA 59 – TENSÃO FASE-TERRA [P.U.] DAS FASES A, B E C NOS TERMINAIS LADO SECUNDÁRIO DO TRANSFORMADOR 13,8/0,22 kV – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 02.....	103
FIGURA 60 – TENSÃO FASE-TERRA [P.U.] DA FASE A NO TERMINAL DO BCS – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 02	104
FIGURA 61 – TENSÃO FASE-TERRA [P.U.] DA FASE B NO TERMINAL DO BCS – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 02	104
FIGURA 62 – TENSÃO FASE-TERRA [P.U.] DA FASE C NO TERMINAL DO BCS – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 02	104
FIGURA 63 – TENSÃO FASE-TERRA [P.U.] DA FASE A NO TERMINAL DO LADO PRIMÁRIO DO TRANSFORMADOR 13,8/0,22 kV – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 03	106
FIGURA 64 – TENSÃO FASE-TERRA [P.U.] DA FASE B NO TERMINAL DO LADO PRIMÁRIO DO TRANSFORMADOR 13,8/0,22 kV – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 03	106
FIGURA 65 – TENSÃO FASE-TERRA [P.U.] DA FASE C NO TERMINAL DO LADO PRIMÁRIO DO TRANSFORMADOR 13,8/0,22 kV – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 03	106
FIGURA 66 – CORRENTE INSTANTÂNEA DE LINHA [kA] NAS FASES A, B E C DO LADO PRIMÁRIO DO TRANSFORMADOR 13,8/0,22 kV – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 03	107
FIGURA 67 – TENSÃO FASE-TERRA [P.U.] DAS FASES A, B E C NOS TERMINAIS LADO SECUNDÁRIO DO TRANSFORMADOR 13,8/0,22 kV – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 03.....	107
FIGURA 68 – TENSÃO FASE-TERRA [P.U.] DA FASE A NO TERMINAL DO BCS – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 03	108
FIGURA 69 – TENSÃO FASE-TERRA [P.U.] DA FASE B NO TERMINAL DO BCS – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 03	108

FIGURA 70 – TENSÃO FASE-TERRA [P.U.] DA FASE C NO TERMINAL DO BCS – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 03.	108
FIGURA 71 – CORRENTE DE LINHA [kA] DE ALIMENTAÇÃO DO MOTOR 0,5 MVA.	111
FIGURA 72 – POTÊNCIA ATIVA [MW] E POTÊNCIA REATIVA [MVAR] NO PCC NECESSÁRIA NA PARTIDA DIRETA DO MOTOR DE 0,5 MVA.	112
FIGURA 73 – DESEMPENHO DA VELOCIDADE [P.U.] DO MOTOR DE 0,5 MVA DURANTE A PARTIDA.	112
FIGURA 74 – DESEMPENHO DO TORQUE ELÉTRICO E MECÂNICO [P.U.] DO MOTOR DE 0,5 MVA DURANTE A PARTIDA.	113
FIGURA 75 – TENSÃO DE LINHA [P.U.] NA BARRA 15 DURANTE A PARTIDA DO MOTOR DE 0,5 MVA NO SISTEMA EQUIVALENTE DO PSCAD [®]	114
FIGURA 76 – TENSÃO DE LINHA [P.U.] NA BARRA 15 DURANTE A PARTIDA DO MOTOR DE 0,5 MVA NO SISTEMA EQUIVALENTE DO PSCAD [®]	114
FIGURA 77 – CORRENTE DE LINHA [kA] DE ALIMENTAÇÃO DO MOTOR 0,5 MVA.	115
FIGURA 78 – POTÊNCIA ATIVA [MW] E POTÊNCIA REATIVA [MVAR] NO PCC NECESSÁRIA NA PARTIDA DIRETA DO MOTOR DE 0,5 MVA.	116
FIGURA 79 – POTÊNCIA ATIVA [MW] E POTÊNCIA REATIVA [MVAR] VERIFICADA NO BARRAMENTO DE SAÍDA DO ALIMENTADOR.	116
FIGURA 80 – DESEMPENHO DA VELOCIDADE [P.U.] DO MOTOR DE 0,5 MVA DURANTE A PARTIDA.	117
FIGURA 81 – DESEMPENHO DO TORQUE ELÉTRICO E MECÂNICO [P.U.] DO MOTOR DE 0,5 MVA DURANTE A PARTIDA.	117
FIGURA 82 – TENSÃO DE LINHA [P.U.] NA BARRA 15 DURANTE A PARTIDA DO MOTOR DE 0,5 MVA COM BCS NO SISTEMA EQUIVALENTE DO PSCAD [®]	118
FIGURA 83 – SOBRETENSÃO VERIFICADA DURANTE A ENTRADA EM OPERAÇÃO DO BCS.	118
FIGURA 84 – TENSÃO DE LINHA [P.U.] NA BARRA 15 DURANTE A PARTIDA DO MOTOR DE 0,5 MVA COM BCS NO SISTEMA EQUIVALENTE DO PSCAD [®]	119
FIGURA 85 – CORRENTE DE LINHA [kA] DE ALIMENTAÇÃO DOS MOTORES DE 0,5 MVA.	120
FIGURA 86 – POTÊNCIA ATIVA [MW] E POTÊNCIA REATIVA [MVAR] NO PCC NECESSÁRIA NA PARTIDA DIRETA DOS MOTORES DE 0,5 MVA.	120
FIGURA 87 – DESEMPENHO DAS VELOCIDADES [P.U.] DOS DOIS MOTORES DE 0,5 MVA DURANTE A PARTIDA.	121
FIGURA 88 – DESEMPENHO DOS TORQUE ELÉTRICOS E MECÂNICOS [P.U.] DOS DOIS MOTORES DE 0,5 MVA DURANTE A PARTIDA.	121
FIGURA 89 – TENSÃO DE LINHA [P.U.] NA BARRA 15 DURANTE A PARTIDA DOS MOTORES DE 0,5 MVA SEM BCS NO SISTEMA EQUIVALENTE DO PSCAD [®]	122
FIGURA 90 – TENSÃO DE LINHA [P.U.] NA BARRA 15 DURANTE A PARTIDA DOS DOIS MOTORES DE 0,5 MVA SEM BCS NO SISTEMA EQUIVALENTE DO PSCAD [®]	122
FIGURA 91 – CORRENTE DE LINHA [kA] DE ALIMENTAÇÃO DOS MOTORES DE 0,5 MVA.	123
FIGURA 92 – POTÊNCIA ATIVA [MW] E POTÊNCIA REATIVA [MVAR] NO PCC NECESSÁRIA NA PARTIDA DIRETA DOS MOTORES DE 0,5 MVA.	124
FIGURA 93 – POTÊNCIA ATIVA [MW] E POTÊNCIA REATIVA [MVAR] VERIFICADAS NO BARRAMENTO DE SAÍDA DO ALIMENTADOR.	124
FIGURA 94 – DESEMPENHO DAS VELOCIDADES [P.U.] DOS DOIS MOTORES DE 0,5 MVA DURANTE A PARTIDA.	125
FIGURA 95 – DESEMPENHO DOS TORQUE ELÉTRICOS E MECÂNICOS [P.U.] DOS DOIS MOTORES DE 0,5 MVA DURANTE A PARTIDA.	125
FIGURA 96 – TENSÃO DE LINHA [P.U.] NA BARRA 15 DURANTE A PARTIDA DOS MOTORES DE 0,5 MVA COM BCS NO SISTEMA EQUIVALENTE DO PSCAD [®]	126
FIGURA 97 – TENSÃO DE LINHA [P.U.] NA BARRA 15 DURANTE A PARTIDA DOS DOIS MOTORES DE 0,5 MVA COM BCS NO SISTEMA EQUIVALENTE DO PSCAD [®]	126
FIGURA 98 – TENSÃO FASE-TERRA [P.U.] DA FASE A NO TERMINAL DO LADO PRIMÁRIO DO TRANSFORMADOR 13,8/0,22 kV APÓS A INSERÇÃO DE RESISTOR DE AMORTECIMENTO – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 02.	128
FIGURA 99 – TENSÃO FASE-TERRA [P.U.] DA FASE A NO TERMINAL DO LADO PRIMÁRIO DO TRANSFORMADOR 13,8/0,22 kV APÓS A INSERÇÃO DE RESISTOR DE AMORTECIMENTO – EVENTO DE CHAVEAMENTO PONTO 03.	129

Lista de Tabelas

TABELA 1 – LIMITE [%] DOS INDICADORES DRP E DRC (ANEEL, 2021).	12
TABELA 2 – LIMITES DE VARIAÇÕES DE TENSÕES ACEITÁVEIS EM REGIME PERMANENTE (PONTOS DE CONEXÃO EM TENSÃO NOMINAL IGUAL OU SUPERIOR A 2,3 kV E INFERIOR A 69 kV) (ANEEL, 2021).	12
TABELA 3 – CLASSIFICAÇÃO DOS EVENTOS DE VARIAÇÃO MOMENTÂNEA DE TENSÃO E VARIAÇÃO TEMPORÁRIA DE TENSÃO (ANEEL, 2021).	13
TABELA 4 – CLASSIFICAÇÃO PADRÃO DE CAPACITORES EM DERIVAÇÃO PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.	16
TABELA 5 – CATEGORIAS DOS CONTROLADORES TIPO FACTS.	17
TABELA 6 – RELAÇÃO DE TAPES PADRÕES EM TRANSFORMADORES MT/BT.	24
TABELA 7 – PARÂMETROS E DADOS DO SISTEMA SIMULADO.	67
TABELA 8 – SIMULAÇÕES PARA A DEFINIÇÃO DO PONTO DE INSTALAÇÃO DO BCS.	70
TABELA 9 – DADOS DE REATÂNCIA DE SEQUÊNCIA POSITIVA EQUIVALENTES DO SISTEMA.	72
TABELA 10 – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES SEM O BCS E COM BCS PARA OS NÍVEIS DE TENSÃO [P.U.] EM CADA BARRA DO SISTEMA.	73
TABELA 11 – PARÂMETROS DE IMPEDÂNCIAS DOS CONDUTORES EXTRAÍDOS DA BASE DE DADOS DO CYMDIST [®]	79
TABELA 12 – DADOS ELÉTRICOS UTILIZADOS NA MODELAGEM DO ALIMENTADOR NO PSCAD [®]	80
TABELA 13 – DADOS DE POTÊNCIA ATIVA [MW] E POTÊNCIA REATIVA [MVAR] POR BARRA DO ALIMENTADOR INSERIDOS UTILIZADOS NAS SIMULAÇÕES DO PSCAD [®]	83
TABELA 14 – RESULTADOS COMPARATIVOS ENTRE AS TENSÕES NAS BARRAS EQUIVALENTES PARA AS SIMULAÇÕES REALIZADAS NO PSCAD [®] E NO CYMDIST [®]	91
TABELA 15 – EVENTOS DE CHAVEAMENTO SIMULADOS PARA A VERIFICAÇÃO DA CONDIÇÃO DE FERRORESSONÂNCIA.	97
TABELA 16 – DADOS DO MOTOR DE INDUÇÃO UTILIZADOS NA SIMULAÇÃO DO PSCAD [®]	110
TABELA 17 – APLICAÇÃO DO CRITÉRIO DE IDENTIFICAÇÃO DE CARGAS POTENCIALMENTE PERTURBADORAS.	110

Lista de Abreviaturas e Siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
BCS	Banco de Capacitor Série
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DRC	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica
DRP	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FACDS	<i>Flexible AC Distribution Systems</i>
FACTS	<i>Flexible AC Transmission Systems</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>

MT	Média Tensão
PCC	Ponto de Conexão Comum
p.u.	Por unidade
PSCAD/EMTDC	<i>Power Systems Computer Aided Design/ Electromagnetic Transients including Direct Current</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
PPGEET	Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica de de Telecomunicações
RT	Regulador de Tensão
DVR	Restaurador Dinâmico de Tensão
SDAT	Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SDBT	Sistema de Distribuição de Baixa Tensão
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão
SE	Subestação
VSI-PWM	<i>Voltage Source Inverter - Pulse Width Modulated</i>

Sumário

Capítulo 1 - Introdução	1
1.1 Contextualização do tema	4
1.2 Objetivos	6
1.3 Estado da Arte	6
1.4 Estrutura do Trabalho	9
Capítulo 2 - Métodos de Controle de Tensão – Soluções para Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição	11
2.1 Controle Indireto de Tensão (CIT)	14
2.1.1 Capacitor em paralelo e em série	14
2.1.2 Compensação de reativos FACTS/FACDS	16
2.2 Controle Direto de Tensão (CDT)	17
2.2.1 Regulador de Tensão	18
2.2.2 Transformador com comutação de tape sob carga.....	23
2.2.3 Restaurador Dinâmico de Tensão	25
2.2.4 Recondutoramento	26
Capítulo 3 - Compensação Série em Sistemas Elétricos de Distribuição	28
3.1 Teoria da compensação série	28
3.2 Grau de compensação	32
3.3 Métodos de alocação de BCS em sistemas de distribuição	33
3.3.1 Método 01 – Relação com a queda de tensão do alimentador	34
3.3.2 Método 02 – Modelo de otimização	34
3.3.3 Método 03 – Instalação no ponto central do circuito.....	35
3.3.4 Método 04 – Análise de Sensibilidade	36
3.4 Sistemas de controle/proteção e os principais componentes do BCS	36
3.5 Benefícios decorrentes da instalação de BCS	38
3.5.1 Melhoria do perfil de tensão	39
3.5.2 Suporte à partida de motores	39
3.5.3 Aumento da capacidade de transferência de energia	40
3.6 Efeitos adversos decorrentes da instalação do BCS	42
3.6.1 Ferrorressonância	44
3.6.2 Oscilações Subsíncronas	49

Capítulo 4 - Metodologia para tomada de decisão: viabilidade técnica de instalação de BCS em sistemas de distribuição.....	56
4.1 Etapa 01: Pré-avaliação de factibilidade de instalação do BCS	57
4.2 Etapa 02: Coleta de dados dos parâmetros elétricos do circuito de interesse e modelagem da rede de distribuição	58
4.3 Etapa 03: Definição da localização para a instalação do BCS.....	59
4.4 Etapa 04: Dimensionamento e definição do grau de compensação do BCS	60
4.5 Etapa 05: Avaliação de ocorrência de fenômenos adversos	60
4.6 Etapa 06: Adoção de medidas de mitigação dos fenômenos adversos	62
4.7 Fluxograma da metodologia proposta.....	63
Capítulo 5 - Estudo de caso: aplicação da metodologia de tomada de decisão em uma rede elétrica de distribuição real do sudeste brasileiro.....	65
5.1 Etapa 01: Pré-avaliação de factibilidade de instalação do BCS	65
5.2 Etapa 02: Coleta de dados dos parâmetros elétricos do circuito de interesse e modelagem da rede de distribuição	67
5.3 Etapa 03: Definição da localização para a instalação do BCS.....	70
5.4 Etapa 04: Dimensionamento e definição do grau de compensação do BCS	71
5.5 Etapa 05: Avaliação de ocorrência de fenômenos adversos	74
5.5.1 Dados utilizados.....	79
5.5.2 Validação do circuito modelado no PSCAD®	87
5.5.2.1 Caso Base	88
5.5.3 Simulações de ocorrência dos fenômenos adversos	95
5.5.3.1 Ferromressonância	96
5.5.3.2 Ressonância Subsíncrona ou Auto Excitação de Motores de Indução. 109	
5.6 Etapa 06: Adoção de medidas de mitigação dos fenômenos adversos	127
5.7 Considerações finais	129
Capítulo 6 - Conclusão	131
6.1 Trabalhos Futuros	133
Referências	136

Capítulo 1 - Introdução

O setor industrial brasileiro, até o século XVIII, restringia-se à mineração e fabricação do açúcar nos engenhos e era pouco desenvolvido nesta época. Entretanto, a partir do século XIX, com o processo de crescimento das cidades e consequente expansão da indústria de construção civil, junto ao aumento da exportação do café produzido no país, verifica-se um movimento das primeiras iniciativas para o uso da energia elétrica no país. Esse fato acontece no mesmo período em que ocorre a introdução de inovação tecnológica em países europeus e nos Estados Unidos (GOMES, ABARCA, *et al.*, 2002).

Ainda no século XIX, devido ao progresso tecnológico mundial quanto à fabricação de geradores hidrelétricos de grande porte e de demais equipamentos relacionados ao uso de eletricidade, unidos aos recursos energéticos vastos existentes no Brasil, possibilitou-se o desenvolvimento brasileiro em termos de exploração do seu potencial hidráulico e as instalações das primeiras usinas hidrelétricas no país (DA ELETROBRÁS, 1987). Em 1883, entrou em operação uma pequena usina, a primeira hidrelétrica brasileira, afluenta do rio Jequitinhonha, no município de Diamantina e estado de Minas Gerais (MG). Nos anos seguintes, novas usinas hidrelétricas foram implantadas, como a da Companhia Fiação e Tecidos São Silvestre (MG), no ano de 1885, destinada à autoprodução (GOMES, ABARCA, *et al.*, 2002).

Em meio às perspectivas de um novo cenário econômico mundial ascendente, em 1904, organizam-se companhias, sob controle de capitais estrangeiros do Canadá e dos Estados Unidos da América, que passam a assumir o controle dos serviços urbanos essenciais e de utilidade pública: transportes, iluminação pública, produção e distribuição de eletricidade, distribuição de gás canalizado e telefonia (GOMES, ABARCA, *et al.*, 2002). No ano de 1927, o grupo expande a sua área de atuação a outras capitais brasileiras. Neste período, o setor de energia elétrica era privatizado e não havia nenhum instrumento jurídico regulador, visando a coordenação, operação e comercialização dos serviços básicos citados (DA ELETROBRÁS, 1987).

Com a implementação do Código das Águas, que representa um dos principais marcos institucionais para o setor de energia elétrica, instituído em 10 de junho de 1934, ocorreram mudanças fundamentais na legislação sobre o aproveitamento de recursos hídricos, como o início da regulamentação para a exploração dos serviços de energia elétrica e o critério de determinação das tarifas de tais serviços públicos (LORENZO, 2001/2002).

Somente com a Constituição Federal, em 1988, ficou definido sobre a necessidade de licitação para a outorga de concessão de todos os serviços públicos, incluindo os de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. No ano de 1996, instituiu-se a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), pela Lei 9.427, de 26 de dezembro, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e a comercialização de energia elétrica (LABTIME, 2022).

Este breve histórico retrata o desenvolvimento do setor elétrico no Brasil, ainda incipiente no âmbito regulatório até o momento relatado. Entretanto, em consequência de acontecimentos como o racionamento de energia elétrica de 2001/2002 e a elevada complexidade envolvida na expansão do sistema de energia elétrica brasileiro, diferentes marcos regulatórios ao longo dos anos foram necessários para o aprimoramento da legislação do setor elétrico, incluindo neles os principais agentes setoriais e os seus serviços, e o setor elétrico passou a ser alvo de políticas públicas intervencionistas e de maior atenção da sociedade (DAZA, 2014).

Ao passo que ocorre o avanço da regulamentação, há o aprimoramento das redes elétricas, principalmente devido à introdução de cargas cada vez mais sensíveis nessas. De acordo com (PINTO, 2007), a energia elétrica é um recurso que deve utilizar de soluções mais eficientes para a sua obtenção e uso. Além disso, a sofisticação de muitos dispositivos, instrumentos e aparelhos que utilizam dessa energia podem ocasionar, durante os seus funcionamentos, impactos aos sistemas elétricos, tais como: distorções harmônicas e níveis de tensão fora dos limites normativos. O mercado de energia carece de constantes desenvolvimentos em termos de controle, medição e operação para a melhoria de desempenho dos sistemas que entregam a energia elétrica aos consumidores finais.

No âmbito dos sistemas de distribuição de energia elétrica, a exigência por bons níveis de qualidade de energia elétrica tem sido permanente, aumentando o grau de complexidade envolvido para a gestão e garantia de fornecimento de energia elétrica de qualidade, reduzindo assim a susceptibilidade de oscilações e interrupções. Neste sentido, percebe-se uma mudança de paradigma no modelo de funcionamento do sistema elétrico de distribuição, tanto no cenário atual quanto em prospecções de anos futuros. Um dos exemplos palpáveis de tais mudanças foi a atualização da principal normativa que regulamenta o setor elétrico de distribuição. A partir de 21/12/2021, passou a vigorar a nova Resolução Normativa ANEEL N° 1000/2021 (ANEEL, 2021), que revoga 61 normas anteriormente publicadas pela ANEEL – sobretudo a Resolução Normativa ANEEL N°

414/2012 – Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, consolidando as principais regras da ANEEL para a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.

A Resolução Normativa ANEEL N° 1000/2021 concretiza a modernização da regulamentação do setor elétrico brasileiro, através da inclusão de regras mais rigorosas, que aplicam compensações financeiras mais elevadas em determinados casos de irregularidades e prazos mais encurtados por parte das distribuidoras para certos serviços, além da necessidade de realização de estudos de conexão mais detalhados e assertivos almejando a garantia de conexão em um sistema elétrico robusto, garantindo a confiabilidade dos serviços de energia no Brasil. Esta mudança representa uma regulamentação moderna, atual e adequada aos interesses de pessoas, empresas e do estado.

Segundo a EPE em (EPE, 2022), as projeções relativas à evolução do consumo de eletricidade no Brasil mostram a tendência de crescimento médio de 3,4% ao ano entre 2022 e 2032, como pode ser visto na Figura 1:

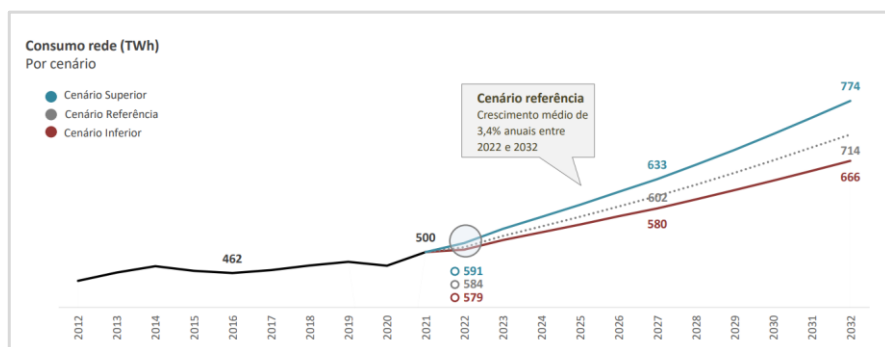


Figura 1 – Gráfico de evolução do consumo de eletricidade no Brasil de 2012 a 2032 (EPE, 2022).

O autor de (PADILLA, 2008) explica como a sociedade se comporta mediante o uso da energia elétrica, comentando que a comunidade moderna se acostumou a usufruir dos benefícios da eletricidade e quando os equipamentos elétricos falham, principalmente devido à má qualidade de energia, geram-se transtornos aos usuários. Em muitos dos casos, os transtornos citados podem ser elevados prejuízos financeiros, visto que existem consumidores com fins de produção em que o insumo primordial é a eletricidade, sem a possibilidade de prosseguimento de operação, por exemplo. Ainda mais grave, existem os

casos de instalações hospitalares, em que a falta de energia e queima de algum equipamento, pode colocar em risco a vida das pessoas. Os pontos comentados retratam a importância do tema discutido, devendo ser tratado de forma responsável e com a devida importância.

1.1 Contextualização do tema

Para cumprir as rigorosas exigências quanto ao fornecimento de energia elétrica com relação à qualidade do produto e serviços oferecidos ao consumidor, deve-se avaliar e monitorar a conformidade de tensão em regime permanente e as perturbações na forma de onda de tensão, conforme a regulação local prevê. Nos sistemas de distribuição de energia elétrica, com determinadas características como: circuitos extensos (de modo geral, em regiões rurais), circuitos com elevado carregamento e compostos, em sua maioria, por cabos com valores altos de impedância, possuem quedas de tensão mais elevadas. Tipicamente, para realizar o controle de tensão nestes circuitos, empregam-se soluções usuais que englobam obras de reforço de rede, além da instalação de equipamentos como o Regulador de Tensão e Capacitor em paralelo. Em algumas ocasiões, torna-se necessário o uso de mais de um equipamento no mesmo circuito, podendo estar em série ou não.

Porém, os Reguladores de Tensão, quando instalados em cascata ou série, situação que considera a instalação de dois ou mais dispositivos no tronco principal do alimentador, há necessidade de que operem coordenados para o correto funcionamento, principalmente em relação aos seus tempos de atuação, de forma a evitar comutações de tapes desnecessários e distúrbios decorrentes da descoordenação. Cabe destacar que, na norma disponibilizada em (ABNT, 1991), recomenda-se que a quantidade de equipamento em série em um mesmo alimentador seja limitada em até quatro bancos de regulador de tensão em redes de distribuição brasileiras, de modo a garantir que a coordenação funcione de forma plena.

Além disso, como citado anteriormente, também existem os bancos de capacitores conectados em derivação com a rede elétrica, comumente utilizados para a regulação de tensão. No entanto, os seus efeitos são reduzidos quando comparados ao regulador de tensão, por exemplo, sendo muitas das vezes utilizados para o controle de reativos ou quando a necessidade de regulação de tensão não é muito significativa.

Alternativamente às soluções descritas, apesar de pouco empregado pela sua complexidade, há o banco de capacitor série. A metodologia para a aplicação de compensação série em sistemas elétricos de potência considera a conexão de banco de

capacitores em série em circuitos de corrente alternada, visando compensar um de seus componentes: a reatância indutiva (WU, WANG, *et al.*, 2019). Em sistemas de transmissão, utiliza-se em larga escala esta solução por algumas características inerentes a eles. A resistência e a reatância da linha são os dois principais fatores que causam o aumento na queda de tensão. Pelas longas distâncias das linhas de transmissão, considera-se a resistência dos condutores desprezível, diferente dos dados de reatância que são extremamente relevantes. Para os níveis de alta e extra alta tensão, a eficácia da compensação série possui confiabilidade comprovada visto os inúmeros sistemas em operação existentes (JESUS, ORTIZ, *et al.*, 2003).

Diferente da transmissão, os sistemas de distribuição de energia elétrica operam com níveis de tensão reduzidos e de correntes mais elevados, resultando no aumento das perdas elétricas e grandes quedas de tensão. Conforme citado no início desta seção, frequentemente a compensação em derivação e o regulador de tensão são utilizados como método de controle de tensão na distribuição, sendo soluções que envolvem e alteram variáveis de corrente e de tensão, respectivamente. Porém, os capacitores em série utilizam meios para controlar as características longitudinais da rede elétrica enquanto fornecem energia reativa (REN e PIAO, 2011). A sua aplicação na distribuição, em algumas ocasiões e que serão detalhadas ao longo do trabalho aqui desenvolvido, apresenta vantagens técnicas e econômicas.

Soluções normalmente utilizadas para resolver problemas de regulação de tensão, como o Regulador de Tensão (RT), não são suficientes em alguns casos, pois estes equipamentos possuem um tempo de resposta maior do que os transitórios que ocorrem no sistema. Unindo esta característica de resposta ao fato de que a exigência e regulação em termos de qualidade de energia fornecida ao consumidor final tem sido mais rigorosa, o uso de capacitores em série se torna também uma alternativa para reduzir *flickers* e distorções da forma de onda de tensão (JESUS, OLIVEIRA e FIGUEIREDO, 2007). O efeito de sua aplicação é instantâneo e a reatância da linha, junto com as reatâncias do transformador e do gerador, podem chegar a valores próximos a zero a depender da compensação utilizada.

Todavia, não basta reduzir o componente de reatância sem garantir a estabilidade de tensão do sistema em regime permanente (BUTLER e CONCORDIA, 1938). Em vista disso, apesar de vantagens providas pelo uso de compensação série, podendo aqui citar a regulação instantânea, a redução da distorção da forma de onda de tensão, a melhoria do perfil de tensão em regime permanente e o suporte à partida de grandes motores, alguns efeitos adversos são suscetíveis a acontecerem, dentre eles os mais comuns são os fenômenos

de ferorrressonância e as oscilações subsíncronas. Destaca-se que tais efeitos ocorrem, principalmente, se não houver uma análise assertiva dos estudos e dimensionamento correto nos projetos de suas instalações, de forma a ocasionar a sobrecompensação (WAGNER, 1941).

1.2 Objetivos

Exposta a contextualização sobre o tema e oportunamente, considerando que a utilização de compensação série capacitiva possui potencial para ser capaz de reduzir os efeitos de violação de tensão, mas existem pontos importantes que devem ser avaliados para a sua factibilidade, este trabalho fornecerá contribuições para a instalação do BCS em redes de distribuição com ênfase nas implicações indesejáveis que devem ser analisadas, através da definição de uma metodologia a ser aplicada para avaliação de viabilidade de implementação de compensação série em sistemas elétricos de distribuição, incluindo simulações em um caso real, fornecendo diretrizes a demais profissionais do setor elétrico.

A metodologia para a tomada de decisão considerando a viabilidade técnica de instalação de BCS em sistemas de distribuição será subdividida em 06 etapas, avaliando todas as recomendações necessárias desde a fase inicial de pré-avaliação de factibilidade até a última etapa de com a adoção de medidas de mitigação de efeitos adversos, caso haja a constatação nos estudos elétricos necessários. Sendo assim, ao longo do trabalho serão apresentados todos os passos identificados como fundamentais para a avaliação de viabilidade técnica de implementação, com as estratégias adotadas pelo autor, junto às suas recomendações embasadas na literatura sobre o tema e diferentes cenários simulados para as conclusões finais.

Por fim, de forma a comprovar a eficácia do método, a proposta será aplicada em estudo de caso real de uma distribuidora do sudeste brasileira, seguindo todas as recomendações e as conclusões obtidas nas avaliações que serão detalhadas no trabalho.

1.3 Estado da Arte

Este tópico apresenta, de forma detalhada, a revisão bibliográfica realizada e os principais trabalhos a respeito da utilização de BCS em sistemas de distribuição de energia

Comentado [RdL2]: Adicionar paragrafo com o objetivo.

elétrica que possuam relevância para serem demonstrados. Em suma, os vieses identificados são diferentes do foco principal da linha de pesquisa desta dissertação.

Em (JESUS, ORTIZ, *et al.*, 2003), descreveu-se a experiência da implementação do sistema de compensação série em uma distribuidora de energia elétrica na região sul do Brasil. O projeto em questão foi realizado em um alimentador de característica rural com nível de tensão de 23 kV, carga máxima de 12 MVA e extensão de 69 km, aproximadamente. Devido ao elevado comprimento do circuito, para o controle de tensão foram necessários três bancos de capacitores paralelos de 200 kvar por fase, além de três reguladores de tensão. O objetivo era a substituição de dois reguladores de tensão por outros dois bancos de capacitores em série, ambos com reatância capacitiva de 35Ω cada, de forma a obter uma melhor regulação de tensão. Os resultados demonstraram a ocorrência de oscilações de tensão na energização do primeiro banco causadas pelo aumento da carga do motor de indução conectado ao alimentador. Assim, o equipamento, cujo objetivo era reduzir o nível de regulação e o efeito de cintilações, produzia oscilações de tensão consideráveis que não podiam se manter no sistema devido ao maior nível de compensação. Depois de estudos de transitórios eletromagnéticos, não foram detectadas soluções técnicas para sanar os problemas relativos às oscilações existentes e a instalação dos equipamentos somente pôde ser realizada em outro alimentador com diferentes características.

Através de simulações no software *Power Systems Computer Aided Design/ Electromagnetic Transients including DC* (PSCAD[®]/EMTDC[®]), o autor de (QIN, YANG e ZHAI, 2016) desenvolve o trabalho com uma análise relacionada à possibilidade de ocorrência do fenômeno da ressonância ferromagnética causada pelos capacitores série, assim como da ressonância subsíncrona com a operação de motores de indução nos mesmos circuitos. Devido à criticidade identificada, apresenta uma nova solução *Flexible AC Transmission Systems* (FACTS), considerando a adição do componente eletrônico tiristor, que possui o objetivo de controlar a capacidade de regulação dos capacitores série de forma a prevenir a condição de ferrossonância, apesar de possivelmente elevar o custo total do projeto (QIN, YANG e ZHAI, 2016).

Considerando um viés diferente das demais referências bibliográficas citadas, as pesquisas realizadas em (MOKRED, LIJUN, *et al.*, 2020) possuíam como objetivo a identificação de soluções para o dimensionamento dos capacitores série sob diferentes condições de carga e fator de potência, além de apresentarem comparações e análises críticas em relação aos efeitos e características de aplicações dos dois os tipos de compensação

Comentado [RdL3]: Reescrever.

existentes, a série e a paralela, em uma rede de distribuição radial. Como conclusão da comparação realizada, tem-se que o capacitor shunt não consegue se adaptar às diversas condições de carga e fatores de potência, diferente do capacitor série, que possui melhor desempenho em condições de carga máxima e baixo fator de potência, sendo essa a condição mais crítica em relação à maiores quedas de tensão.

Outra opção de aplicação do capacitor série pode ser encontrada em (SUZUKI, FERREIRA, *et al.*, 2009) com sua utilização para o auxílio na partida de motores de indução em um alimentador de característica rural de uma distribuidora brasileira. Em tal sistema existem 61 motores de indução trifásicos, mas apenas pouco mais de 40 conseguem entrar em operação pelo nível de queda de tensão devido aos elevados níveis das correntes de partida. Inicialmente, vislumbrou-se a instalação de capacitores série com grau de compensação de 164% e 13 unidades capacitivas em cada fase. Porém, foi observada a ocorrência de ressonância subsíncrona e o projeto teve de ser modificado para equipamentos com 125,9% de grau de compensação, considerando o conjunto de 10 unidades capacitivas.

Os capacitores em série são usados em muitas aplicações onde há variação instantânea da carga. Além das aplicações descritas nesta seção, tem-se outras como soldagem por resistência, fornos a arco, serrarias, laminadores, britadores de carga, aplicações em sistemas de tração, geradores de indução-turbinas eólicas e soldagem a arco (NATARAJAN, 2018).

Com o objetivo de padronizar a aplicação de bancos de capacitores série em sistemas de potência de corrente alternada, com frequência variando de 15 Hz a 60 Hz, no ano de 2015 a (IEC, 2015) publicou a normativa IEC 60143-1. No documento são definidas as regras para a avaliação de desempenho, de testes e de segurança, além de servir como um guia para a instalação e operação desses equipamentos.

A literatura sobre este assunto na distribuição de energia elétrica não é tão abrangente no âmbito da compensação série quanto é para a compensação em derivação, mas é possível encontrar uma gama de material mais voltada à sua aplicação em diferentes cenários de carga e para a partida de motores, como mostrado nos parágrafos anteriores. Todavia, após as revisões bibliográficas, foi possível verificar uma quantidade diminuta de material destinado à definição dos locais para a instalação desses equipamentos visando a obtenção de resultados mais representativos, principalmente em termos de melhorias de perfil de tensão, além de mitigação de efeitos adversos na operação dos capacitores.

A possível razão para que a abordagem sobre o assunto não seja muito abrangente se deve ao fato de que o BCS requer maior cuidado para a implementação, visto os efeitos adversos aos quais os sistemas elétricos estarão susceptíveis podem ser danosos. Outro ponto é que se introduz mais um equipamento em série no circuito, devendo este estar apto a suportar a corrente elétrica que circula pelo tronco principal do alimentador, ponto onde geralmente é instalado. Por esse motivo, as soluções mais comuns, como regulador de tensão e capacitor em paralelo, estão incluídas nas normas técnicas das distribuidoras para serem aplicadas como padrão.

Portanto, vislumbrou-se a oportunidade de direcionar os esforços deste trabalho para realizar testes com as metodologias definidas nas literaturas sobre o tema e, mediante a isso, definir uma proposta de solução com todos os testes necessários e que atenda a diferentes cenários de operação de rede de distribuição.

1.4 Estrutura do Trabalho

A estrutura de texto desta dissertação foi desenvolvida ao longo de 6 capítulos, com o resumo de cada um deles descrito de forma resumida nos parágrafos posteriores.

O Capítulo 1 possui como objetivo realizar a introdução do tema, realizando uma breve e macro análise sobre o contexto geral do sistema elétrico desde a sua concepção até o ano atual, mais precisamente de 2023, com a sua evolução e as exigências do setor energético por constantes melhorias da qualidade de energia elétrica fornecida aos consumidores. Além disso, apresenta a proposta de oferecer diretrizes relativas aos principais cuidados para a implementação de BCS na distribuição, incluindo também o estado da arte dos principais trabalhos identificados no âmbito de compensação série com foco em controle de tensão.

O Capítulo 2 lista os principais métodos de controle de tensão utilizados, separando-os em duas vertentes: Controle Indireto de Tensão e Controle Direto de Tensão, junto às teorias de funcionamento de cada um. Outro ponto abordado são os critérios definidos na regulação do setor elétrico brasileiro, a Resolução Normativa 956/2021, com limites e indicadores destinados à Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica.

O Capítulo 3 estará destinado à definição de todos os pontos significativos que englobam a inserção de BCS em sistemas elétricos. Inicialmente, será detalhada a teoria de funcionamento da compensação, incluindo o dimensionamento e definição do grau de

Comentado [RdL4]: Reescrever.

compensação dos capacitores. Em seguida, serão apresentados todos os métodos identificados pelo autor para a alocação ótima de BCS na distribuição e as considerações mais relevantes em sua aplicação, principalmente para as avaliações de condições indesejáveis, como ferrorressonância e ressonância subsíncrona.

O Capítulo 4 será composto fundamentalmente pela apresentação de uma proposta de metodologia com seis macro etapas para a implementação do BCS em sistemas de distribuição. Neste sentido, poderá ser entendido como o guia teórico a ser utilizado com as teorias para profissionais do setor, incluindo desde a pré-avaliação de factibilidade de no momento inicial até a modelagem com todos os principais estudos em regime permanente e transitório cuja realização se torna necessária, além dos softwares recomendados para a realização das simulações elétricas.

O Capítulo 5 busca implementar todas as recomendações fornecidas no Capítulo 4 em um sistema de distribuição real do sudeste brasileiro. Serão demonstrados os resultados das simulações em regime permanente, no software CYMDIST[®], para definir a localização e dimensionar o BCS e das simulações em regime transitório, no software PSCAD[®], para avaliar a ocorrência de efeitos indesejáveis, com análises de partidas de motores e chaveamento de transformador. Após as demonstrações, serão realizadas avaliações finais dos resultados obtidos e propostas de resoluções de criticidades, em caso de surgimento dessas.

O Capítulo 6 apresenta as principais conclusões obtidas acerca de todas as simulações e estudos necessários para o desenvolvimento da dissertação, indicando ao fim os pontos de atenção dos aspectos discutidos. Além disso, aponta outros vieses relacionados ao tema de instalação de BCS em sistemas de distribuição que podem ser frutos de novas pesquisas para trabalhos futuros.

Capítulo 2 - Métodos de Controle de Tensão – Soluções para Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição

Devido às características intrínsecas dos componentes dos circuitos elétricos, são necessárias estratégias para atingir um desempenho adequado no âmbito da regulação de tensão. Existem diversas formas de realizar esse controle, que variam, inclusive, com métodos que abarcam equipamentos dotados de inteligência para atuarem de forma instantânea, programada ou via comando remoto através de sinais de telecomunicações.

Inicialmente, cabe introduzir este assunto abordando sobre o tratamento da regulamentação brasileira quanto aos critérios para os parâmetros de tensão. O Anexo VIII da Resolução Normativa ANEEL N° 956/2021 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica, em sua seção 8.1 – Qualidade do Produto (ANEEL, 2021), discorre sobre os principais fenômenos associados à qualidade do produto, tanto em regime permanente quanto em transitório.

Para este trabalho, a abrangência incluirá a necessidade de avaliação de variação de tensão nos dois cenários: em regime permanente e em regime transitório. Embasados nos critérios regulatórios definidos, viabiliza-se a avaliação quanto à conformidade de tensão. A obtenção dos valores de tensão acontece através da realização de medições de tensão, devendo essa ser aferida no PCC, com a posterior comparação em relação à tensão de referência (nominal ou contratada).

Como apontado em (DECKMANN e POMILIO, 2020), os distúrbios elétricos existentes em sistemas elétricos podem ser classificados de diferentes formas, a variar com a duração do evento (curta, média ou longa duração), com a faixa de frequência (baixa, média ou alta frequência), pelas consequências aos circuitos ou pela intensidade dos eventos. Os principais distúrbios são:

- Desequilíbrio de Tensão;
- Distorção Harmônica
- Afundamento ou Elevação Momentâneos de Tensão;
- Subtensão ou Sobretensão;
- Variação de Tensão de Curta Duração;
- Flutuações de Tensão;

- Interrupções (momentâneas, temporárias ou permanentes);
- Oscilações Transitórias;
- Oscilações Eletromecânicas;
- Ressonâncias Subsíncronas.

Especifica-se no Anexo VIII da Resolução 956/2021 as seguintes faixas em torno da tensão de referência: adequada, precária e crítica. A verificação para os consumidores é realizada através de indicadores individuais de tensão em regime permanente, nomeados por Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária – DRP e a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica – DRC. Tais indicadores são mensurados considerando registro de 1.008 leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de integralização) de 10 minutos cada, equivalente a 168 horas, associados a um mês civil.

O Anexo VIII da Resolução 956/2021 (ANEEL, 2021) apresenta os procedimentos e os cálculos necessários para a aquisição do conjunto de leituras válidas e o valor final a ser considerado. Deve-se utilizar os limites dispostos na Tabela 1 como referência para os indicadores individuais de tensão em regime permanente:

Tabela 1 – Limite [%] dos indicadores DRP e DRC (ANEEL, 2021).

	Limite [%]
DRP	3,0
DRC	0,5

Caso os limites descritos sejam violados, cabe à distribuidora compensar financeiramente as unidades consumidoras atendidas pelo ponto de conexão cujas medições transgrediram os indicadores DRP ou DRC. A Resolução 956/2021 demonstra os limites de variações de tensões aceitáveis em regime permanente, de acordo com as diferentes faixas de tensões existentes no sistema elétrico brasileiro.

Como neste trabalho o foco será em um sistema de média tensão de 13,8 kV, o enquadramento segue o disposto na Tabela 2.

Tabela 2 – Limites de variações de tensões aceitáveis em regime permanente (Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV) (ANEEL, 2021).

Tensão de Atendimento	Limites de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Quanto ao regime transitório, nomeia-se o fenômeno por Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD). Nesse caso, os eventos ocorrem durante um intervalo de tempo inferior a 3 minutos, com desvio expressivo em relação à amplitude do valor eficaz de tensão, e são subdivididos em duas classificações: Variação Momentânea de Tensão ou Variação Temporária de Tensão, conforme a Tabela 3.

Tabela 3 – Classificação dos eventos de Variação Momentânea de Tensão e Variação Temporária de Tensão (ANEEL, 2021).

Classificação	Denominação	Duração da Variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão – IMT	Inferior ou igual a 3 segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Momentâneo de Tensão – AMT	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão – EMT	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão – ITT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão – ATT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão – ETT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Superior a 1,1 p.u

As avaliações dos eventos são realizadas com base em uma estratificação, em nove regiões de sensibilidade, que considera os fatores de duração e a magnitude das variações de tensão, visando calcular o indicador Fator de Impacto (FI) para a indicação de severidade dos eventos de VTCD. Para as regras regulatórias englobadas na Resolução 956/2021, a metodologia se aplica aos Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT) e Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT).

Uma das principais preocupações na operação dos sistemas elétricos, em especial o de distribuição, é o cumprimento às exigências regulatórias dos níveis de tensão que atendem aos clientes interligados à rede elétrica. Com base nisso, torna-se necessária a adoção de medidas capazes de reduzir os desvios de tensão existentes. Dentre elas, as soluções de recapacitação das linhas de distribuição, transferências de carga entre circuitos e/ou construção de novos alimentadores, com o intuito de instalar condutores de impedâncias

reduzidas e/ou redistribuir a carga em um ou mais circuitos, são muitas das vezes as opções escolhidas para resolver as criticidades de tensão.

Entretanto, quando se trata principalmente de uma problemática de violação de tensão, deve-se ponderar a relação custo por benefício como fator determinativo para compor o plano de obras da distribuidora em seu planejamento da expansão. Por esse motivo, opta-se por técnicas específicas para o ajuste de tensão, sendo essa a solução mais econômica em algumas ocasiões.

Nesse sentido, o autor de (MACEDO, 2021) demonstra os métodos que são utilizados como recursos às soluções comentadas anteriormente. Pode-se realizar o controle de tensão considerando, principalmente, duas metodologias diferentes: Controle Indireto de Tensão (CIT) e Controle Direto de Tensão (CDT). A principal ideia do CIT é que sejam utilizados equipamentos capazes realizar, por exemplo, a compensação de reativos do circuito; enquanto no CDT o equipamento possui atuação direta no controle de tensão.

2.1 Controle Indireto de Tensão (CIT)

Nos circuitos em que há predominante contribuição de reatância indutiva em suas impedâncias, considera-se eficaz a aplicação do Controle Indireto de Tensão. Isso se deve ao fato de que a relação X/R desses sistemas é elevada, o que tornam positivas as ações de compensação de reativos neles. Na prática, instalam-se equipamentos na rede que possuem como característica a absorção ou injeção de corrente reativa, sendo essa a grandeza que propicia a regulação de tensão de forma indireta (LIMA, DIAS e WATANABE, 2017).

Os capacitores e soluções *Flexible AC Distribution Systems* (FACDS) ou FACTS são exemplos deste tipo de controle e serão mais bem detalhados nos tópicos a seguir.

2.1.1 Capacitor em paralelo e em série

Devido ao elevado aumento da demanda dos sistemas de distribuição, o gerenciamento da potência reativa tem se tornado cada vez mais importante para as empresas distribuidoras que necessitam manter as tensões dentro dos limites pré-estabelecidos e minimizar as perdas no sistema. As unidades de capacitores *shunt* são aplicadas nos sistemas de potência com o objetivo principal de correção do fator de potência. Como resultado, pode-

se adquirir ganhos de redução das perdas na linha e no transformador, de perfil de tensão aprimorado, de redução do valor máximo de demanda e de melhoria da qualidade de energia elétrica (YAMAKAWA, 2007).

Um capacitor consiste em duas placas condutoras separadas por uma camada de material isolante chamado de dielétrico, com o objetivo principal de armazenar energia. São compostos de superfícies condutoras, formadas por placas circulares ou retangulares. Em sistemas de distribuição, as instalações dos capacitores costumam ser realizadas em plataformas horizontais que se encaixam nos postes. Para os níveis de tensão mais elevados, as conexões são geralmente interligadas aos barramentos das subestações. Em sistemas industriais, são instalados na parte interna às plantas das indústrias, com o foco de correção do fator de potência (NATARAJAN, 2018).

Apesar dos modelos de unidades capacitivas serem padrões, as funcionalidades e aplicações dos capacitores podem variar em dois tipos: capacitor em série e os capacitores em derivação. O primeiro compensa diretamente a reatância indutiva do circuito em que se instala, enquanto o segundo compensa a potência reativa exigida naturalmente pelas cargas.

Os capacitores em derivação são usados extensivamente em sistemas de distribuições e fornecem potência ou corrente reativa em contraposição às cargas do sistema, que em geral são indutivas. Além disso, a depender do modelo do banco de capacitor, existe a possibilidade de acionamento manual ou automático através de controlador automático, fazendo a correção do fator de potência e possibilitando o controle de tensão ao inserir ou retirar os capacitores de operação. Na Figura 2 estão contemplados exemplos de células capacitivas monofásica projetados para serem utilizados em sistemas de distribuição.

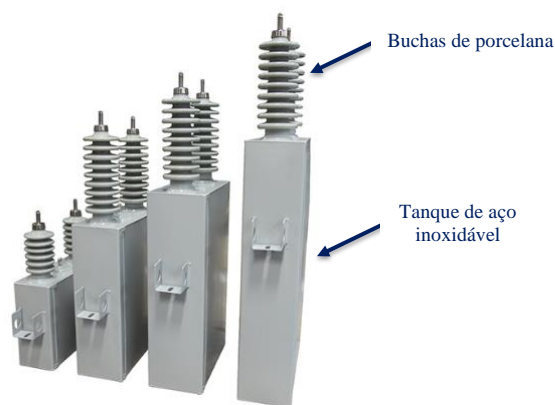


Figura 2 – Tipos de unidades células capacitivas utilizadas em sistemas de distribuição (EATON®, 2023).

Como pôde ser visualizado pela Figura 2, existem diferentes dimensões para as unidades capacitivas. Isso se deve ao fato de que os capacitores sejam fabricados para atenderem a potências e tensões distintas, como os padrões disponíveis na Tabela 4 comumente utilizados (EATON®, 2023).

Tabela 4 – Classificação padrão de capacitores em derivação para sistemas de distribuição.

Tensão [V]	2.400 – 22.800
Nível Básico de Isolamento [kV]	95 – 200
Potência Padrão [kvar]	50 – 600

Por outro lado, a instalação das unidades capacitivas em série no sistema elétrico possui o objetivo de compensar a reatância indutiva da linha. Como consequência principal, o seu efeito ocasiona a redução ou até a eliminação completa da queda de tensão causada pela reatância indutiva do circuito. Nesse sentido, capacitor em série pode ser considerado um elemento de regulação de tensão, produzindo uma elevação de tensão que de forma automática e instantânea em conjunto com o aumento da carga do mesmo sistema (BLATT, 2016). Ao longo deste trabalho, a solução de BCS será descrita em mais detalhes por ser o tema motivador da pesquisa desenvolvida.

2.1.2 Compensação de reativos FACTS/FACDS

Os compensadores estáticos são equipamentos dotados de tecnologias mais avançadas, com o uso de recursos advindos da eletrônica de potência. Para isso, são utilizados dispositivos semicondutores de potência capazes de fornecer correntes reativas (indutivas ou capacitivas), propiciando compensação de forma contínua e controlada, com dinâmicas menores que meio ciclo. Este conceito é o de *Flexible AC Transmission Systems* (FACTS).

A utilização de controladores FACTS em sistemas elétricos tem como objetivo principal garantir a flexibilidade do sistema através do controle rápido da tensão e impedância do sistema, visando aumentar a capacidade de transmissão de energia no controle das linhas onde estão inseridos. Para alcançar esse objetivo, os equipamentos FACTS atuam no controle dos parâmetros do sistema: impedâncias (série ou paralelo), ângulos de defasagem etc. (BORRÉ, 2013).

De acordo com os tipos de chaves e de conexão utilizadas nos sistemas de potências (série ou paralelo), os controladores FACTS podem ser agrupados em três categorias, como demonstra a Tabela 5:

Tabela 5 – Categorias dos controladores tipo FACTS.

Geração	Descritivo	Exemplos de equipamentos
1 ^a	Baseados em tiristores de potência convencionais	- SVC (<i>Static Var Compensator</i>) - TCSC (<i>Thyristor Controlled Series Capacitor</i>) - TCPS (<i>Thyristor Controlled Phase-Shifter</i>)
2 ^a	Baseados em chaves auto comutadas	- STATCOM (<i>Static Synchronous Compensator</i>) - GCSC (<i>Gate-Controlled Series Capacitor</i>) - MERS (<i>Magnetic Energy Recovery Switch</i>)
3 ^a	Obtidos com a junção de conversores de tensão em <i>back-to-back</i> série ou paralelo em linhas de transmissão	- IPFC (<i>Interline Power Flow Controller</i>) - CSC (<i>Convertible Static Converter</i>)

Cada categoria possui uma finalidade específica para a implementação e deve ser aplicada de acordo com a necessidade que o sistema elétrico de interesse requer.

2.2 Controle Direto de Tensão (CDT)

Para a realização do Controle Direto de Tensão (CDT), deve-se instalar equipamentos capazes de realizar a compensação de tensões em série, de forma direta. Neste caso, os equipamentos somam ou subtraem as tensões diretamente em determinados pontos. Para possibilitar a compensação direta de tensão, associa-se uma fonte de tensão síncrona em série com uma linha de distribuição de magnitude e fases controláveis (BARCELOS, 2013).

Dentre as soluções existentes que implementam o CDT, algumas serão detalhadas ao longo deste tópico, como o Regulador de Tensão, o Transformador com Comutação de Tape Sob Carga e o Restaurador Dinâmico de Tensão.

2.2.1 Regulador de Tensão

Os Reguladores de Tensão (RT) de distribuição são equipamentos destinados a manter determinado nível de tensão no SDMT e SDBT. Frequentemente, as instalações desses equipamentos são realizadas ao longo dos troncos dos alimentadores de média tensão, sejam eles de características urbanas ou rurais, de modo a regular a tensão em cada fase da rede separadamente, com o objetivo de adequar a tensão a uma faixa de valores condizentes com os limites regulatórios.

A concepção de um RT é similar a de um autotransformador, sendo análoga a um transformador convencional de dois enrolamentos conectados eletricamente em um determinado ponto, com muitos tapes e um circuito de controle responsável pela comutação dos tapes de acordo com a lógica predefinida (PIMENTA, 2011), com a função de elevar ou de abaixar a tensão na saída do equipamento, respeitando o número máximo da faixa de regulação. Cabe destacar que o seu objetivo se restringe à regulação de tensão, não havendo possibilidade de efetuar a transformação do nível de tensão. Operacionalmente, a sua configuração pode variar para elevar ou reduzir a tensão, mediante à inversão das bobinas no secundário do equipamento.

Para as concessionárias de distribuição de energia elétrica, os RT's são soluções aplicadas convencionalmente, por motivos econômicos, de simplicidade para a implementação e de versatilidade para a regulação de tensão em diferentes cenários. Usualmente, utilizam-se três unidades monofásicas para compor um banco de RT trifásico cujas conexões de ligação são em delta ou estrela. Por serem unidades monofásicas, apesar

de estarem agrupados como um banco trifásico, permite-se que cada fase seja regulada de forma independente mediante o comando do controlador automático (PEREIRA, 2009).

A Figura 3 demonstra a imagem de uma unidade monofásica do RT, contendo as indicações dos principais componentes do equipamento.

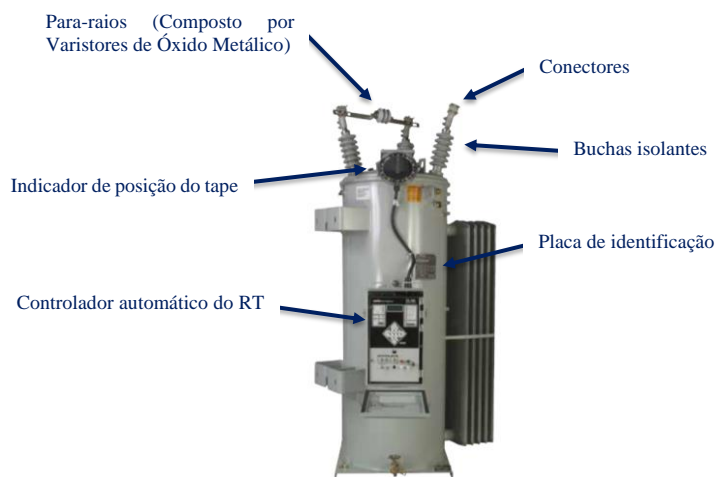


Figura 3 – Unidade monofásica do RT com as indicações dos principais componentes (COOPER POWER SYSTEMS®, 2017).

Adentrando de maneira mais específica no modo de funcionamento do RT automático, a Figura 4 contém o esquema ilustrativo do controle do regulador de tensão. Dentre muitos componentes, destaca-se o relé do regulador de tensão, que acopla o compensador de queda de tensão de forma a verificar as oscilações de corrente e tensão na rede elétrica.

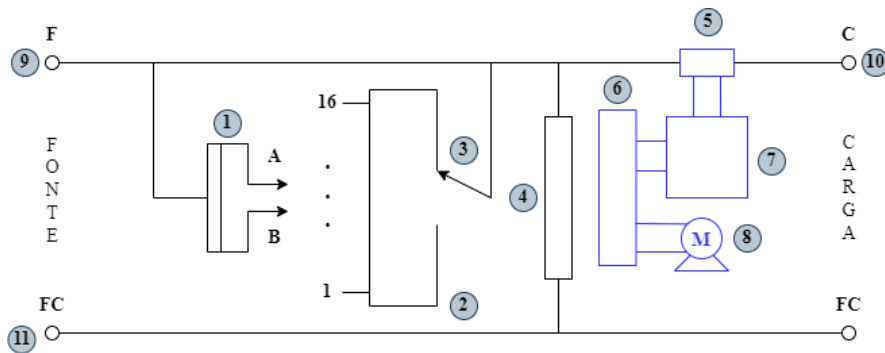


Figura 4 – Esquema ilustrativo contendo os elementos que compõem o controlador do Regulador de Tensão Automático.

Pode-se verificar no esquema da Figura 4 os principais elementos do RT:

1. Conjunto de Bobina de Equalização + Reator;
2. Bobina de Regulagem contendo os tapes disponíveis;
3. Chave Seletora;
4. Bobina de Excitação;
5. Transformador de Corrente (TC);
6. Transformador de Potencial (TP);
7. Relé Regulador de Tensão;
8. Motor;
9. Tensão de entrada do regulador de tensão [kV];
10. Tensão de saída do regulador de tensão [kV];
11. Utilizado para possibilitar a interligação de bancos trifásicos em delta ou estrela.

Alguns dos fatores primordiais para a determinação da instalação de um RT são os valores de demanda do circuito e os seus comportamentos ao longo do tempo. Mediante a isso, pode-se definir de forma mais precisa os ajustes que serão implementados nos equipamentos para a obtenção de resultados mais satisfatórios com relação aos níveis de tensão.

No processo de análise da instalação de um RT deve ser considerada a variação da demanda ao longo do tempo, com objetivo de determinar os melhores ajustes do equipamento, resultando na menor variação possível de tensão no consumidor final (PIMENTA, 2011). Em períodos de cargas mais elevadas, há tendência de aumento da quantidade de comutações dos tapes dos RT's. Entretanto, nos períodos de demandas médias e leves, como a tensão tende a permanecer mais estável, há estabilidade também na

quantidade de comutações de tape dos RT's, sendo essas inferiores ao cenário de demanda elevada.

De modo a exemplificar a operação do regulador de tensão, a Figura 5 apresenta os níveis de tensão em um circuito ao longo de 10 trechos. Pode-se verificar o ganho de tensão que o RT propicia ao alimentador quando se compara a queda de tensão do cenário sem nenhum equipamento de regulação de tensão com o cenário considerando o equipamento de regulação de tensão representado no trecho 6.

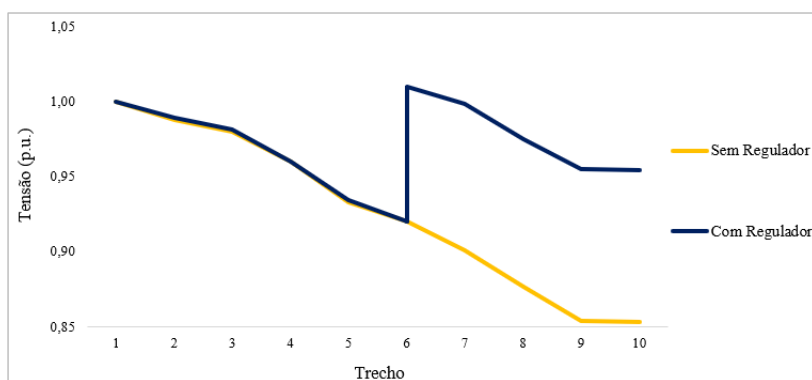


Figura 5 – Perfil de tensão de um circuito com dois cenários: Sem RT x Com RT.

No Brasil, a ABNT NBR 11809 (ABNT, 1991) regulamenta os procedimentos para a utilização do RT. Define-se como conexão cascata ou série de RTs a instalação de dois ou mais destes dispositivos no tronco principal de um mesmo alimentador, o que demanda ajustes de temporização a fim de evitar comutações desnecessárias de tape. Em (BRITO, SOUZA, *et al.*, 2019), recomenda-se o limite de quatro RTs conectados deste modo, interligados em série, em redes de distribuição brasileiras.

Para a operação automatizada, existe uma função no controlador do RT que permite a determinação da tensão de referência visando o ajuste do nível de tensão da linha, de modo que a linha permaneça o mais estável possível, independente da carga que o regulador estiver submetido. Conforme demonstrado na Figura 5, os reguladores monofásicos de 32 degraus possuem um TP instalado no lado carga que fornece uma amostra da tensão da linha. Quando o regulador está submetido à tensão nominal da linha, o valor da tensão do secundário deste TP é aproximadamente 120V, valor adotado como padrão comumente nos equipamentos.

Sendo assim, para fins de comparação entre a tensão fornecida pelo TP e a tensão de referência (ajuste), utiliza-se o sensor de tensão do controle. Caso haja uma variação da tensão medida no TP, esse sensor detectará de forma instantânea a diferença de tensão entre o medido e o ajustado, indicando a necessidade de atuação do comutador para manter a tensão de saída do equipamento dentro dos limites de parametrizados (TOSHIBA®, 2006).

Outra função existente é a de ajuste da sensibilidade (ou “insensibilidade” – termo utilizado coloquialmente por profissionais do setor elétrico ou em manuais de fabricantes do equipamento), em que se determina a faixa de precisão para a atuação do comutador do RT. Este controle é realizado a partir da definição de um valor de tensão de referência. Com a lógica implementada no controlador, pode-se identificar se há necessidade ou não da elevação ou redução dos tapes do equipamento.

Adicionalmente, também é possível, como função do controlador, definir o tempo para iniciar a operação dos comutadores, caso o nível de tensão esteja englobado pela faixa ajuste determinada. Devido às variações rápidas de tensão características de sistemas de distribuição de tensão, esta opção auxilia a evitar uma quantidade significativa de comutações sem necessidade, podendo ocasionar até mesmo no desgaste mecânico do controlador pelo elevado número de comutações (TOSHIBA®, 2006). Sendo assim, somente há atuação do comutador de tape nos casos em que as variações de tensão estejam fora dos limites determinados entre a tensão de referência mais ou menos a sensibilidade por um tempo superior ao determinado inicialmente.

Além disso, a função de temporização possui outro objetivo igualmente fundamental que é o de possibilitar a coordenação entre dois ou mais reguladores de tensão conectados em série no mesmo circuito. De modo geral, o RT que se encontra instalado mais próximo à fonte, usualmente parametrizado com um ajuste de tempo inferior comparado aos RTs dispostos a jusante desse e assim sucessivamente, visando também reduzir um número de operações excessivas (TOSHIBA®, 2006).

Os pontos descritos com relação à operação do regulador de tensão de forma automática, como a definição do ajuste principal, da sensibilidade e da faixa de tensão para o início da comutação podem ser verificados graficamente na Figura 6.

Comentado [RdL5]: Ou sensibilidade?

Comentado [RdL6]: Adicionar frase sobre o uso da palavra “insensibilidade”.

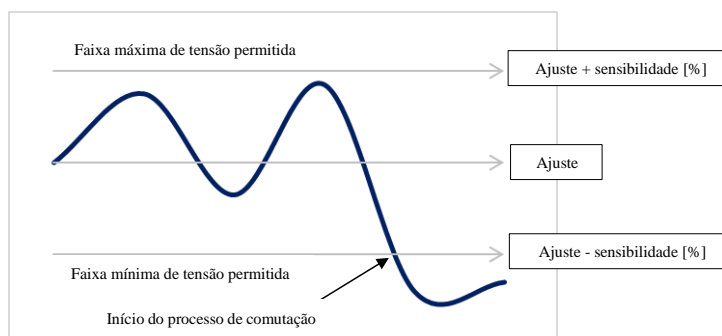


Figura 6 – Gráfico exemplo da faixa de ajustes e insensibilidade de um RT.

Como consequências benéficas da implementação de reguladores de tensão, tem-se:

- Satisfação ao consumidor (melhoria no nível de tensão);
- Redução das perdas de potência na rede de distribuição;
- Aumento do faturamento das concessionárias de energia elétrica.

Por fim, um destaque interessante sobre a principal tendência do mercado é que se espera o crescimento de mais 4% entre os anos de 2020 ao de 2025 com relação ao mercado global de reguladores de tensão (MORDOR INTELLIGENCE, 2023).

2.2.2 Transformador com comutação de tape sob carga

Utiliza-se frequentemente a alteração do tape do transformador nas redes de distribuição visando o controle do nível de tensão, elevando ou reduzindo os seus valores, conforme a necessidade. Este controle ocorre mediante à variação da relação entre as espiras do transformador para a alteração do valor de tensão em um de seus terminais, onde ele pode ser variado manual ou automaticamente. Caso a variação seja automática, a tensão no terminal é comparada a uma referência e o erro é utilizado para gerar um sinal que corrige a posição do tape. Caso o tape do transformador esteja fora da posição nominal, a relação de transformação deve ser representada.

Esta solução de CDT pode ser aplicada em SDAT, SDMT, SDBT ou em transformações dos níveis de tensão entre esses sistemas. As suas instalações acontecem ao longo das redes elétricas ou no interior de subestações. Apesar das diferenças dos pontos de

vista de instalação e tensões, não há alteração com relação à filosofia de funcionamento para todos os casos comentados.

Nas subestações, comumente são utilizados transformadores do tipo OLTC (*On-load tap changer*) ou TCAT (Transformador com Comutação Automática de Tape). Estes equipamentos são dotados de dispositivos que permitem a comutação do tape durante o regime normal de operação e sob carga. Como vantagem da funcionalidade, tem-se a possibilidade do controle de tensão em um determinado barramento (tape de tensão) ou do controle de fluxo de potência em um ramo (tape de defasamento).

Por outro lado, nas redes de distribuição, os transformadores MT/BT possuem três ou mais derivações nas bobinas do primário que possibilitam a adequação da relação de transformação, de acordo com a tensão no ponto de conexão, os tapes (PEREIRA, 2009). Nas Figura 7 e Tabela 6 estão exemplificadas as possíveis posições dos tapes de um transformador de distribuição típico.

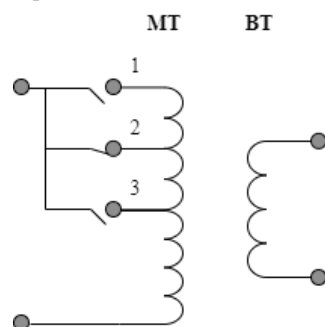


Figura 7 – Diagrama dos enrolamentos MT e BT de transformadores de distribuição.

Tabela 6 – Relação de tapes padrões em transformadores MT/BT.

Posição de tape	V_{MT} [p.u.]	V_{BT} [p.u.]
1	1,00	1,00
2	0,95	
3	0,90	

Diferente dos transformadores alocados em subestações, os transformadores com comutação de tapes das redes de distribuição não atuam em operação, sendo necessário o desligamento para a execução de qualquer atuação de comutação de tape. Isso se deve ao fato de que os comutadores para transformadores de distribuição foram originalmente posicionados na parte interna do transformador, imersos no óleo isolante. Por esse motivo,

ao vislumbrar alguma necessidade de alteração do tape dos transformadores de distribuição, as ações envolverão interrupções do sistema elétrico local, por exemplo, além de deslocamento de equipe para a atuação em campo, elevando os custos envolvidos a cada intervenção (PEREIRA, 2009).

Sendo assim, como opção menos danosa ao sistema elétrico, a distribuidora opta por definir padrões internos para as escolhas dos tapes, de modo a reduzir a quantidade de desligamentos decorrentes dessa ação. Além disso, devido ao fato de o comutador estar localizado na parte interna do transformador, imerso em óleo, existe o risco de durante a operação de comutação ocorrer algum tipo de avaria e o transformador ser danificado.

2.2.3 Restaurador Dinâmico de Tensão

O Restaurador Dinâmico de Tensão (DVR – *Dynamic Voltage Restorer*) atua como um restaurador de tensão. Basicamente, comporta-se como um compensador estático série avançado e possui aplicação em sistema de distribuição de energia elétrica.

Na composição do DVR existe um conversor de frequência do tipo VSI-PWM que está associado a um circuito de controle. No conversor, tem-se do lado CA um transformador de acoplamento conectado em série e do lado CC um capacitor. Este capacitor será responsável por armazenar a energia do DVR e se comportar como uma fonte de tensão em corrente contínua estabilizando a tensão do elo CC. De forma a possibilitar a compensação no momento do evento, o modo de funcionamento do DVR considera a injeção da diferença entre a tensão desejada para a carga e a tensão remanescente do sistema. Sendo assim, o inversor VSI-PWM necessita absorver a energia armazenada pelo capacitor para produzir a tensão que será injetada no sistema através do transformador série referência (JESUS e SAMESIMA, 2006).

Em suma, o funcionamento do controle de um restaurador dinâmico de tensão utiliza como insumo a medição da grandeza controlada. Ao ser comparada com o valor adotado como referência, produz um sinal de erro. Utiliza-se de uma estratégia para compensar o erro identificado de forma que esse seja extinto completamente. Para determinar a eficiência do conjunto DVR, o fator primordial está relacionado ao tempo necessário para a extinção do erro (JESUS e SAMESIMA, 2006).

A solução do DVR representa um avanço tecnológico em termos de mitigação de afundamentos e elevações de tensão, mas ainda possui elevado custo atrelado em sua

implementação por envolver alguns recursos com eletrônica de potência. Ademais, não somente a funcionalidade de melhoria dos afundamentos e elevações de tensão pode ser utilizada pelo DVR, existem mais filosofias de compensação de distúrbios que podem ser adotadas para o DVR, apesar de menos usuais.

2.2.4 Recondutoramento

Uma estratégia amplamente difundida no setor elétrico de distribuição de energia para otimizar e melhorar o desempenho dos alimentadores em termos de aumento de tensão é o recondutoramento. De forma simplista, esta técnica consiste na substituição de condutores antigos ou inadequados por cabos condutores de maior capacidade, normalmente mantendo as estruturas de suporte existentes, principalmente em função do aumento da demanda de energia ou a mudanças no perfil de carga das áreas atendidas. Este processo pode ser aplicado a diferentes níveis de tensão e configurações de linhas, como as redes aéreas ou as subterrâneas, dependendo da infraestrutura disponível e das necessidades específicas do sistema elétrico.

Para a avaliação ideal de um condutor, mediante ao dimensionamento elétrico e mecânico prévio, deve-se definir a seção mínima do cabo visando atender as seguintes condições (BRAGA, 2018):

- Máxima queda de tensão do circuito;
- Máxima demanda do circuito em regime permanente;
- Limite de temperatura relacionado à capacidade de condução de corrente em regime permanente;
- Capacidade de condução da corrente de curto-circuito por tempo limitado;
- Para redes aéreas: capacidade de suportar esforços mecânicos;
- Capacidade de isolamento, para condutores isolados;

Adicionalmente, fatores como densidade populacional, taxa de falha e localização da rede também devem ser considerados na definição do tipo de condutor a ser implementado (ENEL BRASIL, 2023).

No âmbito da tensão, ocorre que, de modo geral, os condutores novos possuem impedâncias reduzidas comparadas aos substituídos, refletindo na atenuação da queda tensão dos alimentadores por consequência da redução da impedância total do circuito. A depender

do montante de rede substituída e tipo de cabo implementado, esta opção pode ser menos onerosa, além de possuir ampla aceitação por profissionais do setor devido à baixa complexidade de implementação.

Adicionalmente às vantagens relacionadas à redução da queda de tensão, tem-se também o aumento da capacidade de transporte de energia, melhoria geral da confiabilidade do fornecimento de energia, visto que cabos desgastados ou com defeitos são mais propensos a falhas e interrupções no fornecimento, redução das perdas técnicas e a boa relação de custo-benefício quando comparada a outras soluções existentes.

Portanto, esta opção representa uma solução eficiente e econômica para melhorar o desempenho do sistema elétrico, aumentar a capacidade de transporte de energia e a confiabilidade do fornecimento. Deve-se certificar que a implementação do recondutoramento seja realizada de forma criteriosa, considerando as características específicas da rede e as necessidades locais, com o objetivo de alcançar o máximo benefício para a sociedade e o meio ambiente.

Capítulo 3 - Compensação Série em Sistemas Elétricos de Distribuição

3.1 Teoria da compensação série

Conceitualmente, o princípio da compensação série se baseia na redução da reatância indutiva da linha por meio da inserção de bancos de capacitores série (BCS) (JESUS, ORTIZ, *et al.*, 2003). A Figura 8 apresenta exemplos de um sistema radial sem compensação, com a inserção de um componente de compensação série e outro de compensação paralela (ou *shunt*), onde as variáveis representam:

V_1 – Tensão de linha no terminal 1 [V];

V_2 – Tensão de linha no terminal 2 [V];

δ – Ângulo de fase entre V_1 e V_2 [°];

R – Resistência do circuito [Ω];

X_L – Reatância indutiva do circuito [Ω];

X_C – Reatância capacitiva do capacitor [Ω];

I – Corrente que flui pelo sistema [A].

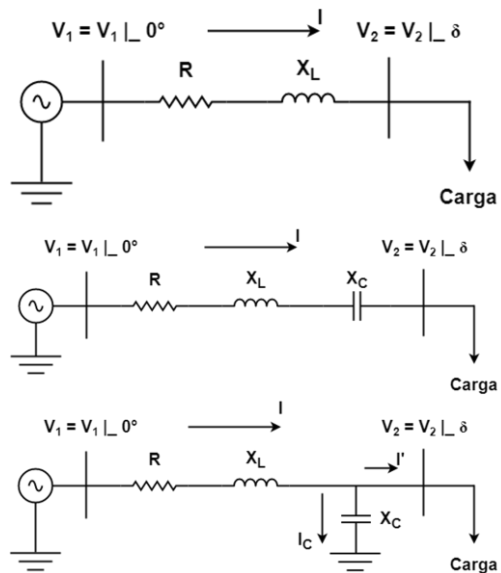


Figura 8 – Diagramas unifilares de um sistema radial sem capacitor, com capacitor série e capacitor paralelo, respectivamente (MOKRED, LIJUN, *et al.*, 2020).

Para evidenciar de forma mais clara o efeito deste recurso, serão apresentados alguns diagramas fasoriais de sistemas sem e com capacitores série e paralelo. Inicialmente, na Figura 9, pode ser visto o diagrama fasorial sem nenhum tipo de compensação e carga com fator de potência indutivo.

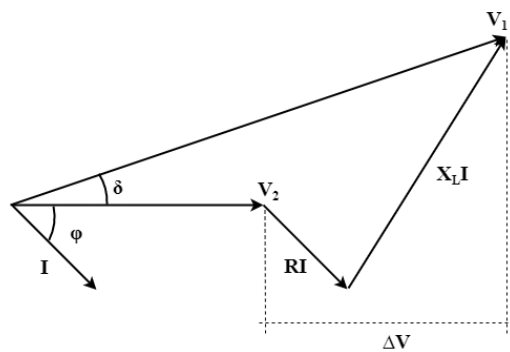


Figura 9 – Diagrama fasorial de queda de tensão sem capacitor (MOKRED, LIJUN, *et al.*, 2020).

As Figura 10 e Figura 11 demonstram os diagramas fasoriais de sistemas com a aplicação de capacitores, sendo o primeiro de um capacitor série com reatância menor que a linha e o segundo representando a compensação em paralelo de um sistema.

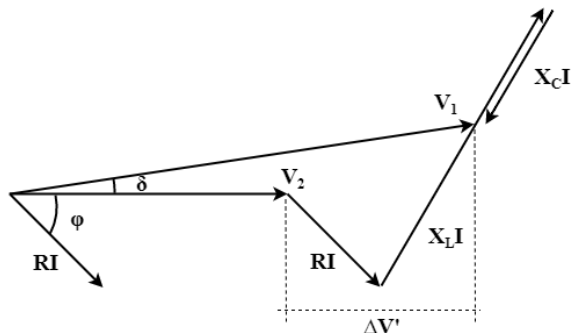


Figura 10 – Diagrama fasorial de queda de tensão com compensação série (MOKRED, LIJUN, *et al.*, 2020).

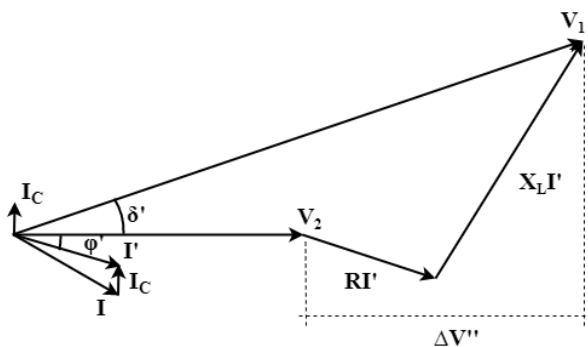


Figura 11 – Diagrama fasorial de queda de tensão com compensação em paralelo (MOKRED, LIJUN, *et al.*, 2020).

Sobre a aplicação do BCS da Figura 10, percebe-se que a sua inserção modifica a relação fasorial entre as tensões com a adição de uma reatância capacitiva em série no sistema. Para o sistema trifásico, essa reatância é a de sequência positiva do circuito.

Pela equação (1), pode-se calcular, aproximadamente, a queda de tensão do sistema:

$$\Delta V \cong RI \cos \varphi + X_L I \sin \varphi \quad (1)$$

Onde:

ΔV – Variação de tensão entre duas barras do sistema [V];

R – Resistência do circuito [Ω];

X – Reatância total do circuito [Ω];

I – Corrente que flui pelo sistema [A];

φ – Ângulo da corrente [$^\circ$].

A potência ativa e a reativa da carga podem ser obtidas através das equações (2) e (3):

$$P_{carga} \cong V_2 I \cos \varphi \quad (2)$$

$$Q_{carga} \cong V_2 I \sin \varphi \quad (3)$$

Substituindo (2) e (3) em (1), tem-se a equação (4):

$$\Delta V \cong \frac{P_{carga} R + Q_{carga} X}{V_2} \quad (4)$$

O valor da queda de tensão pode ser reduzido com a inserção da reatância capacitiva em série que compensa a reatância indutiva do sistema em questão, de acordo com a equação (5):

$$\Delta V \cong \frac{P_{carga} R + Q_{carga} (X_L - X_C)}{V_2} \quad (5)$$

Onde:

X_L – Reatância indutiva do circuito [Ω];

X_C – Reatância capacitiva do capacitor [Ω];

P_{carga} – Potência ativa por fase absorvida pela carga [W];

Q_{carga} – Potência reativa por fase absorvida pela carga [var].

De modo geral, o valor total de reatância a ser compensado é indutivo devido às características das cargas serem predominantemente indutivas. Quando as cargas forem resistivas, ou seja, com fator de potência unitário, o ganho pelo uso de capacitores série será

pequeno. Além disso, o aumento da magnitude da tensão causado pelo capacitor em série é maior para valores mais baixos de fator de potência da carga.

A partir do momento em que a reatância capacitiva se torna maior do que a indutiva, ocorre o fenômeno de sobrecompensação e o valor líquido da reatância da linha se torna negativo. Para que haja maior eficácia na aplicação desta solução, os circuitos com relações X/R mais elevadas devem ser os escolhidos, visto que o capacitor em série não reduz o componente resistivo do sistema e, conseqüentemente, a sua queda de tensão (BARR, 1997).

Outro ponto positivo do uso de capacitor série está no fato de que, com a redução da carga do sistema, a tensão parcialmente compensada pelo capacitor série diminui de forma correlata, fazendo com o que ele atue com autorregulação (MOKRED, LIJUN, *et al.*, 2020), diferente dos capacitores shunt que operam com um valor de reatância fixo e previamente determinado, além do seu efeito não variar de acordo com o aumento da carga do sistema.

Cabe destacar que, os impactos em termos de controle de tensão possuem relação direta não somente com os parâmetros elétricos do sistema, mas também estão relacionados aos cenários de carga momentâneos do circuito. Em situações de carga pesada, espera-se um ganho de tensão superior ao cenário de carga leve.

3.2 Grau de compensação

O percentual de compensação série (K_{CS}) a ser aplicado em sistemas elétricos pode ser definido com a equação (6) (MISKE, 2000):

$$K_{CS} = \frac{X_C}{X_{tot}} \quad (6)$$

Sendo as reatâncias totais e equivalentes do sistema a montante da subestação obtidas pelas equações (7) e (8), respectivamente:

$$X_{tot} = X_{eq} + X_T + X_{al} \quad (7)$$

$$X_{eq} = V_N^2 / S_{eq} \quad (8)$$

Onde:

X_C – Reatância capacitiva do capacitor [Ω];

X_{tot} – Reatância indutiva total [Ω];

X_{eq} – Reatância equivalente do sistema a montante do transformador da subestação [Ω];

X_T – Reatância do transformador da subestação [Ω];

X_{al} – Reatância do alimentador, iniciando no ponto a jusante do transformador da subestação até o ponto de instalação do BCS [Ω];

V_N – Tensão nominal do circuito alimentador [V];

S_{eq} – Potência de curto-circuito do sistema a montante do transformador da subestação [VA].

Normalmente, a escolha pelo grau de compensação se dá pela regulação completa da queda de tensão até o ponto em que se encontra a compensação em série, representada pelo $K_{CS} = 1,0$. Em alguns casos, como a tensão final é muito baixa, o valor K_{CS} aplicado pode ser superior a 1,0 (REN e PIAO, 2011). Recomenda-se em (FIGUEIREDO, SILVEIRA, *et al.*, 2015) que o grau de compensação máximo seja de 150% ($K_{CS} = 1,5$), pois valores superiores aumentam a possibilidade de ocorrência de fenômenos adversos no sistema, tais como ferorrressonância e oscilações subsíncronas.

3.3 Métodos de alocação de BCS em sistemas de distribuição

O presente item possui o objetivo de realizar uma análise comparativa em relação aos principais métodos de alocação de BCS em sistemas de distribuição existentes e identificados na literatura, com o foco na observância dos benefícios destes e de possíveis falhas em suas implementações. Para isso, realizou-se um mapeamento de técnicas robustas apresentadas por diferentes autores identificadas durante a revisão bibliográfica sobre o tema, visando o entendimento do que fora proposto nos trabalhos publicados. Em seguida, o intuito foi tentar aplicar, no estudo de caso deste trabalho, o método mais aderente, com uma avaliação crítica posteriormente para a verificação de sua eficácia no sistema real simulado.

Os métodos serão estruturados em tópicos para possibilitar o entendimento com clareza.

3.3.1 Método 01 – Relação com a queda de tensão do alimentador

O primeiro método apresentado em (MOKRED, LIJUN, *et al.*, 2020) indica duas opções para a instalação dos BCS, de acordo com os perfis de distribuição de carga ao longo dos alimentadores, conforme os itens a seguir:

- Carga concentrada no final do alimentador: o dispositivo de compensação série deve ser instalado no final da linha, propiciando redução de exposição do equipamento a situações adversas do circuito;
- Carga é distribuída ao longo do alimentador: o BCS deverá ser instalado nos locais aos quais as quedas de tensão estiverem variando entre $1/3$ a $1/2$ do valor total da queda de tensão no circuito.

Ainda, o trabalho destaca que, nas práticas de engenharia, a determinação da localização do BCS não depende apenas da distribuição de carga e da potência do sistema. As características topográficas dos circuitos e a facilidade de operação/manutenção após a instalação possuem relevante impacto para que os benefícios com a inserção do equipamento sejam verificados.

3.3.2 Método 02 – Modelo de otimização

Os autores de (BUCATARIU e SURIANU, 2009) também apresentam um método para a determinação da localização ideal para a instalação do banco de capacitor série fixo nos sistemas de distribuição, além do valor ótimo de reatância capacitiva para obter ganho em termos de melhorias do perfil de tensão. As propostas para a alocação ótima dos bancos de capacitores série consideram duas condições: alimentador radial com um único cliente interligado no final do circuito e alimentador com carga distribuída. Como no caso do artigo (MOKRED, LIJUN, *et al.*, 2020) citado, a recomendação para a instalação em alimentador radial com carga concentrada na ponta é de que seja realizada no fim da linha.

Entretanto, para o segundo cenário com a carga distribuída, a problemática concernente à localização do BCS e, também, do seu valor de reatância, pode ser tratada como um problema de otimização cuja função objetivo consiste em minimizar a média dos quadrados dos desvios de tensão (irregularidade) em relação a cada nó do sistema em que há carga, com algumas restrições. Para isso, a linha real é substituída por uma equivalente

fictícia com a adição dos nós de consumo para a alimentação de consumidores do circuito, sendo eles: P – Potência Ativa e Q – Potência Reativa. A partir desses dados, propôs-se uma equação matemática que relaciona as informações citadas junto à resistência, reatância e comprimento da linha, além do valor de tensão nos nós fictícios, que podem ser verificados com mais detalhes em (BUCATARIU e SURIANU, 2009).

O método utiliza a irregularidade, que é um indicador integral para caracterizar a tensão de melhor qualidade, sendo diretamente proporcional aos danos causados pelas variações de tensão nos nós consumidores. Posto isto, os resultados obtidos no estudo de caso mostraram que a localização do capacitor em série e seu valor de reatância estabelecido pelo método apresentado no trabalho elevaram as tensões nos nós avaliados em comparação com instalação do BCS em outros pontos, sendo mais benéfica a utilização da metodologia.

3.3.3 Método 03 – Instalação no ponto central do circuito

A localização do BCS depende da consideração econômica e técnica da linha, sendo instalado principalmente na extremidade de envio, na extremidade receptora ou no centro da linha. Às vezes, podem ser localizados em dois ou mais pontos ao longo da linha.

No método 03 (Circuit Globe, 2016), o grau de compensação e a característica da linha decidem a localização dos capacitores. A sua instalação no terminal fornece a facilidade de manutenção, mas a maior probabilidade de ocorrência de sobretensão nos terminais dos capacitores em condições de falha poderá reduzir a vida útil do equipamento.

Assim sendo, a escolha pela instalação do BCS no centro da linha, conforme a equação (9), reduz o dimensionamento do capacitor série e apresenta benefícios para a melhoria da tensão:

$$Q_C = 3I^2 X_{Ceq} \times 10^{-6} \quad (9)$$

Onde:

I – Corrente que flui pelo circuito [A];

Q_C – Capacitância do capacitor série [var];

X_{Ceq} – Reatância capacitiva equivalente do sistema exemplo [Ω].

Como conclusão do item 3.3, devido à simplicidade de implementação, dentre os três métodos apresentados, este trabalho optou preferencialmente por testar o método 01 como a referência de procedimento para a definição do ponto de instalação do BCS ao longo do alimentador, visto que as demais soluções envolvem análises matemáticas mais complexas, incluindo modelos de otimização, que se tornam mais difíceis de serem aplicadas na rotina de planejador de sistema de distribuição.

3.3.4 Método 04 – Análise de Sensibilidade

Este item possui por objetivo apresentar uma opção mais prática e aplicável para a rotina de trabalho de uma distribuidora de energia elétrica para a alocação do BCS. O método considera uma análise de sensibilidade com a definição de pontos estratégicos ao longo do alimentador, visando a simulação do efeito de instalação da compensação série em cada ponto e a conclusão do local mais apropriado mediante os resultados dos estudos realizados.

Para isso, com base em estudos de caso realizados pelo autor, recomenda-se a escolha de, ao menos, 5 diferentes pontos ao longo do circuito, alocados da seguinte forma:

- Ponto 01: no início do alimentador;
- Pontos 02, 03 e 04: em pontos intermediários e médios do alimentador;
- Ponto 05: no fim do alimentador.

Cabe destacar que a indicação é apenas uma sugestão e não uma regra, mas a ideia é de que pontos estratégicos sejam escolhidos. Além disso, um entendimento fundamental a ser considerado é de que a instalação de BCS à montante de Reguladores de Tensão resulta em ganhos de tensão consideravelmente reduzidos e a aplicação somente faz sentido em locais a jusante dos RTs.

3.4 Sistemas de controle/proteção e os principais componentes do BCS

Para o correto funcionamento do BCS integrado às redes elétricas, tornam-se necessárias instalações de sistemas de controle e proteção, incluindo um adequado isolamento dos mesmos através de aterramento (KATHIM e ZAIDAN, 2017).

Os capacitores em série podem ser de três tipos: auto protegidos, dimensionados para suportarem sobretensões transitórias ou com proteção externa contra as sobretensões. Por motivos econômicos, há preferência na utilização do modelo com proteção externa, sendo esse composto por grupos de capacitores, equipamentos de proteção contra sobretensões, chave de *by-pass* e amortecimento, além de um sistema de controle, comando e proteção (JESUS, ORTIZ, *et al.*, 2003).

Nesse caso, o dispositivo de controle contra as sobretensões mais utilizado é o varistor em paralelo com o capacitor série, geralmente do tipo ZnO (óxido de zinco). Nesta condição, os terminais de capacitores e varistores ficam sujeitos à mesma tensão. Porém, somente irá circular pelos capacitores as correntes que eles suportam, segundo o projeto construtivo, e pelos varistores passará o restante da corrente. Para isto, os varistores têm que dissipar uma quantidade significativa de energia durante a circulação da corrente de curto-circuito (SUZUKI, FERREIRA, *et al.*, 2009).

Para mais detalhes, ilustra-se na Figura 12 um exemplo de diagrama básico do sistema de compensação série, incluindo o capacitor série e demais dispositivos que compõem o arranjo completo.

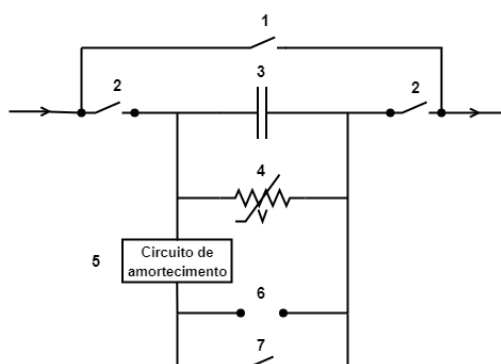


Figura 12 – Diagrama básico do sistema de compensação série (MOKRED, LIJUN e KHAN, 2020).

Os dispositivos demonstrados na Figura 12 devem ser identificados da seguinte forma:

- 1 – Chave para *by-pass* do banco do sistema de compensação série;
- 2 – Chaves para isolamento do sistema de compensação série;
- 3 – Banco de capacitores conectados em série com o circuito;
- 4 – Varistor de Óxido de Zinco (opcional);

5 – Circuito de amortecimento, composto de reator de núcleo de ar;

6 – Centelhador;

7 – Chave automática para *by-pass*.

Incorpora-se a esse sistema chaves para permitir o *by-pass* do capacitor série quando não há tensão na rede de distribuição. Essas chaves podem ser comandadas para estarem fechadas quando a linha estiver sem tensão, considerando ainda um temporizador para abrir a partir de um certo tempo após a energização da linha, de forma que não sejam realizados religamentos nos componentes do BCS, evitando sobretensões elevadas e avarias no equipamento. O reator de núcleo de ar descrito no item 5 possibilita a descarga do capacitor de forma a limitar a corrente máxima que circula nele.

A inclusão dos varistores no sistema de compensação possui como intento a limitação da tensão nos capacitores para uma faixa de valores considerada adequada, de modo a proteger o equipamento da ocorrência de danos severos. Caso a energia dissipada durante um evento de sobretensão seja superior à capacidade nominal dos varistores, deverá ser enviado um sinal de disparo ao centelhador para retirar de operação os varistores e capacitores de operação através de um curto-circuito em seus terminais (FILHO, GOMES, *et al.*, 1999).

Com o objetivo de otimizar os esforços e tornar mais prática a aplicação da compensação série em sistemas de distribuição, em (SUZUKI, FERREIRA, *et al.*, 2009) foi apresentado um padrão modular de capacitor série desenvolvido pela concessionária brasileira CPFL, denominado por Compensador Série Modular (CSM). A concepção do padrão desenvolvido considera dois conjuntos, o primeiro deles mais simples e comum a qualquer instalação (formado por capacitor, reator, chave a vácuo, chave *by-pass*, painel de comando e proteção e para-raios), enquanto o segundo é capaz de variar com a necessidade do sistema e compreendido por células de capacitores, varistor de óxido de zinco, reator, chave a vácuo, chave *by-pass*, painel de comando e proteção, painel de proteção contra desequilíbrio de tensão, transformador e para-raios. Dentre os equipamentos do conjunto com componentes variáveis, pode-se citar a utilização de unidades capacitiva (em série ou paralelo) agrupadas de acordo com a reatância equivalente de cada fase.

3.5 Benefícios decorrentes da instalação de BCS

Os benefícios atrelados à instalação de BCS em sistemas de distribuição foram abordados ao longo deste trabalho, mas serão discutidos em mais detalhes neste item. Dentre as principais vantagens, pode-se citar o aumento da capacidade transferência de energia em circuitos elétricos, melhoria da estabilidade do sistema e regulação de tensão.

3.5.1 Melhoria do perfil de tensão

Os sistemas elétricos com compensação série são dotados da possibilidade de variação imediata do valor de potência reativa [var] em consequência da mudança da carga do circuito. Com isso, as quedas nos níveis de tensão devido às variações repentinas de carga são corrigidas instantaneamente (RECH, SANTOS, *et al.*, 2016). Ademais, não somente a regulação instantânea pode ser realizada, mas o BCS também possibilita a redução da distorção da forma de onda de tensão, além da melhoria do perfil de tensão em regime permanente.

Em termos de estabilidade de tensão, considerando a transferência do mesmo valor de potência entre os terminais receptores e emissores, o ângulo de fase φ da tensão para o sistema com compensação série será menor do que comparado a uma linha não compensada. Com a redução do ângulo de fase, garante-se melhoria de estabilidade do sistema.

3.5.2 Suporte à partida de motores

Diferente da compensação em paralelo cuja potência reativa varia em função da tensão, no caso dos sistemas série compensados a potência depende exclusivamente da corrente, sendo proporcional ao quadrado de seu módulo (RECH, SANTOS, *et al.*, 2016). Neste sentido, a potência reativa solicitada por motores durante a partida e consequentemente a corrente, são extremamente elevadas, com o fator de potência reduzido de forma significativa. Tipicamente, para os casos de partida direta dos motores, as correntes variam de 6 a 8 vezes em relação aos valores nominais do equipamento e o fator de potência se situa entre 0,3 e 0,6 p.u..

Devido à elevada potência requerida comentada, tem-se como consequência quedas de tensão abruptas durante a partida de grandes motores. Esta situação, caso se concretize, pode afetar os demais consumidores atendidos pelo mesmo circuito ou impactar no processo

de aceleração do próprio motor, sendo ambas as condições problemáticas. Com o intuito de solucionar ou mitigar esses impactos, o suporte à partida dos motores pode ser realizado com a inclusão do BCS no circuito em questão, sendo capaz de compensar a queda de tensão causada pela alta corrente reativa (RECH, SANTOS, *et al.*, 2016).

3.5.3 Aumento da capacidade de transferência de energia

Considere que a transferência de energia através de uma linha seja dada pela equação (10) e a impedância da linha representada pela equação (11):

$$P_{12} = \frac{V_2 V_1}{Z_L} \text{sen} \delta \quad (10)$$

$$Z_L = R + jX_L \quad (11)$$

Onde:

P_{12} – Potência ativa trifásica transferida entre os terminais 1 e 2 [W];

V_1 – Tensão de linha no terminal 1 [V];

V_2 – Tensão de linha no terminal 2 [V];

Z_L – Impedância do circuito [Ω];

R – Resistência do circuito [Ω];

X_L – Reatância indutiva do circuito [Ω];

δ – Ângulo de fase entre V_2 e V_1 [$^\circ$].

Caso seja instalado um BCS na linha do sistema exemplo, com reatância de capacitiva X_C , o novo valor impedância da linha deverá ser reduzido de X_C , tornando-se o disposto na equação (12):

$$Z_{L'} = R + j(X_L - X_C) \quad (12)$$

Onde:

$Z_{L'}$ – Impedância do circuito após a introdução do BCS [Ω];

X_C – Reatância capacitiva do capacitor [Ω].

Para os sistemas de distribuição, a depender da relação X/R do circuito, o incremento de potência, de modo geral, não é tão relevante devido à relação X/R variar, pois a parcela reativa é significativa. Entretanto, este efeito para os sistemas predominante indutivos, com

$R \approx 0$, como o caso da transmissão, costuma ser expressivo. Por esse motivo, inclusive, os BCS são soluções usuais na transmissão de energia elétrica.

De forma a facilitar a visualização de um sistema predominantemente indutivo, a Figura 13 esquetiza o sistema série compensado descrito.

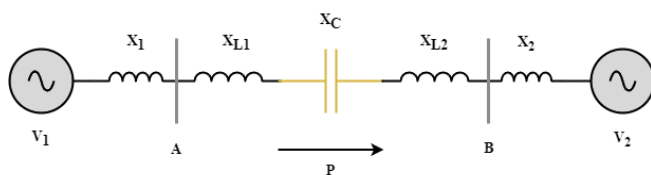


Figura 13 – Transferência de potência P entre os barramentos A e B de um sistema predominantemente indutivo.

Sendo assim, a potência ativa transferida entre os pontos A e B pode ser calculada pela equação (13):

$$P_{12} = \frac{V_2 V_1}{X_L - X_C} \text{sen} \delta \quad (13)$$

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{X_L}{X_L - X_C} = \frac{1}{1 - \frac{X_C}{X_L}} = \frac{1}{1 - K_{CS}} \quad (14)$$

Onde:

k = Grau de compensação [p.u.].

Como exemplo, para $K_{CS} = 0,5$, tem-se:

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{1}{1 - 0,5} = 2$$

De acordo com o resultado obtido, o mesmo sistema elétrico após a inserção do BCS será capaz de transferir o dobro de energia, caso o grau de compensação considerado seja de 50%. As relações entre o grau de compensação do BCS com a transferência de potência e melhoria do perfil de tensão podem ser visualizadas na Figura 14 (NATARAJAN, 2018). Verifica-se que, quanto maior o grau de compensação, mais energia poderá ser transmitida pelo sistema predominantemente indutivo.

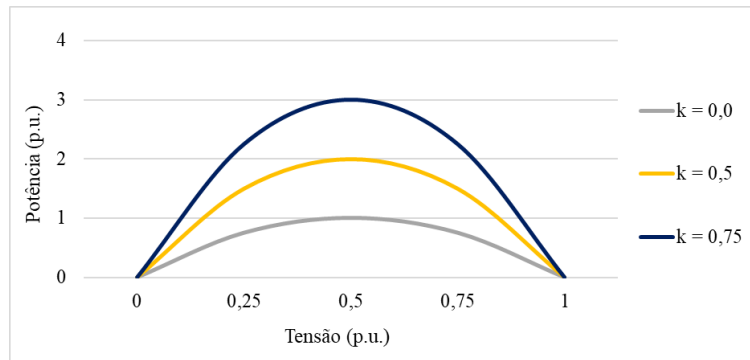


Figura 14 – Relação de potência transferida por tensão relacionados ao grau de compensação série em sistemas elétricos predominantemente indutivos.

3.6 Efeitos adversos decorrentes da instalação do BCS

Embora os capacitores série sejam utilizados corriqueiramente no nível de transmissão em todo o mundo, não houve ampla aceitação deste equipamento como um componente técnico e economicamente viável para a aplicação no sistema elétrico de distribuição (BARR, 1997). Existem motivos para a não aplicação recorrente do BCS em sistemas de distribuição, podendo citar aqui questões relativas ao surgimento de sobretensões, criticidades associadas às elevadas correntes de curto-circuito e alto custo.

Assim como acontece com muitos outros elementos do sistema elétrico de potência, os capacitores em série, apesar de trazerem benefícios pela sua aplicação, podem causar efeitos adversos, principalmente quando dimensionados incorretamente. Recomenda-se que seja realizada uma análise detalhada para a elaboração do estudo e do projeto executivo, incluindo simulações de transitórios eletromagnéticos para a entrada em operação do equipamento.

Deve-se atentar aos problemas passíveis de acontecerem como fenômenos de ferroressonância, causando severas sobretensões, flutuações momentâneas na velocidade do rotor de um motor síncrono e auto excitação de motores de indução e síncronos (BUTLER e CONCORDIA, 1938), além da inerente redução de confiabilidade pela introdução de mais componentes em série. A condição de ferroressonância, por exemplo, pode ocorrer quando há energização de transformadores em vazio ou com baixo carregamento e surgem as

correntes transitórias (*inrush*). Havendo neste circuito o capacitor série, esse fenômeno oscilatório não-linear acontece de forma temporária ou permanente.

Mediante a isso, algumas precauções são importantes: avaliação da adoção de sobrecompensação para sistema com a relação X/R superior a 1,0; curto-circuitar o BCS na energização do circuito e manter o *by-pass* temporariamente por alguns segundos. Para a resolução do fenômeno de ferrorressonância, pode-se considerar a inserção de um resistor de amortecimento, comandado por um relé de subfrequência, sendo instalado em paralelo com o BCS (JESUS, ORTIZ, *et al.*, 2003).

De acordo com a Figura 15, pode-se entender de forma ilustrativa o fenômeno através de condições típicas do comportamento da corrente e tensão durante a sua ocorrência. Adicionalmente, a Figura 16 demonstra os impactos em uma situação real diante da exposição dos enrolamentos primários do transformador de tensão à ferrorressonância.

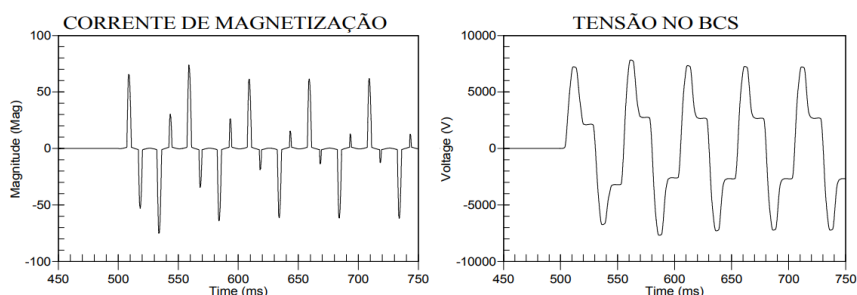


Figura 15 – Formas de onda típicas de tensão e corrente durante a ocorrência do fenômeno de ferrorressonância (RECH, SANTOS, *et al.*, 2016).



Figura 16 – Efeitos da ferrorressonância nos enrolamentos primários do transformador de tensão (AKTIF, 2021).

Além disso, outro ponto de atenção está na possível ocorrência de auto excitação de motores de indução, provenientes de oscilações subsíncronas. O campo elétrico do sistema elétrico com o BCS energizado pode interagir com campo magnético dos motores trifásicos de indução (MIT). Esta interação pode resultar em um circuito ressonante série, principalmente quando há sobre compensação da linha, pois a reatância capacitiva resultante pode ressonar com a reatância indutiva dos MITs em uma determinada condição de acionamento deles. Portanto, em uma linha onde há predominância de motores, devem ser realizados estudos dos transitórios, considerando a energização dos motores, para verificar a possibilidade da ocorrência de ressonância subsíncrona (RSS) (SUZUKI, FERREIRA, *et al.*, 2011).

Os efeitos comuns de serem verificados nesta condição constam na Figura 17 , com a representação dos comportamentos típicos da velocidade e corrente de um motor de indução 200 cv em estado de auto excitação em um sistema de distribuição sobrecompensado.

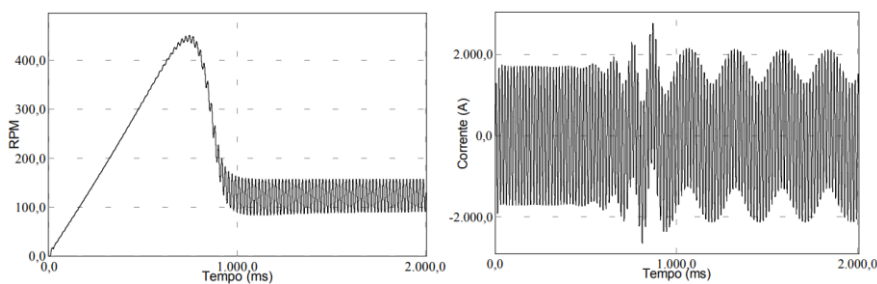


Figura 17 – Comportamento típico da velocidade e corrente de motores de indução em estado de auto excitação (AKTIF, 2021).

Porém, para algumas das criticidades comentadas, pode-se implementar soluções eficazes que trazem benefícios em potencial. Isto posto, este item será dedicado à compreensão de forma mais profunda com relação aos fenômenos indesejáveis susceptíveis a ocorrerem.

3.6.1 Ferrorressonância

Em sistemas elétricos série-compensados, os capacitores em série podem ser responsáveis pelo surgimento de sobretensões e correntes ferrorressonantes sub-harmônicas. Por esse motivo, em muitas ocasiões, a instalação desta solução é vista como uma opção com potencial risco ou até mesmo desconsiderada, principalmente devido à possibilidade de ocasionar sérios danos a elementos da rede como os capacitores, transformadores e até mesmo as instalações de clientes devido à ocorrência da ferrorressonância. Portanto, deste ponto de vista, a sua implementação requer cautela (BARR, 1997).

O termo ferrorressonância significa a ocorrência de ressonância devido à interação dos parâmetros do sistema com os materiais ferromagnéticos. Geralmente, envolve a presença de transformadores operando em condições a vazio. O seu surgimento é mais comum em sistemas desbalanceados, ao serem executadas operações de chaveamento monopolares que resultam em uma combinação série entre os capacitores e a indutância não linear dos transformadores (GOMES, 2016).

Quando se trata de ressonância em circuitos elétricos com característica linear, as condições de contorno responsáveis pelo evento são bem definidas e envolvem capacitores e indutâncias em série/paralelo. De modo geral, são previsíveis porque ocorrem em valores específicos de frequência, indutância e capacitância (BARR, 1997). Entretanto, a ocorrência do fenômeno de ferrorressonância em sistemas elétricos com características mais complexas, considerando a existência de componentes não-lineares, apesar de ser um risco conhecido e documentado, torna-se de difícil previsibilidade por resultar da interação de elementos de circuitos lineares combinados com transformadores não-lineares e indutores. São as características não-lineares dos transformadores com núcleo ferromagnéticos que tornam a ferrorressonância um fenômeno singular e interdependente das condições iniciais do evento.

Para a compreensão do fenômeno, considere o circuito RLC série representado na Figura 18. Devido à presença de elemento não-linear, como o núcleo do transformador de distribuição, o circuito possui característica também não-linear em função da saturação do fluxo magnético no núcleo de ferro do elemento de transformação. Conforme as propriedades do material ferromagnético inserido, possibilita-se o aumento do fluxo e indução magnética no circuito (THANOMSAT, PLANGKLANG e OHGAKI, 2018).

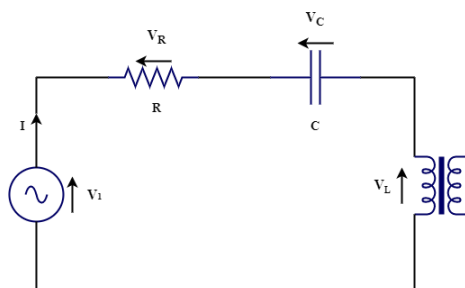


Figura 18 – Circuito RLC com característica não-linear.

Considere a curva de magnetização da indutância não linear típica de um transformador representada na Figura 19.

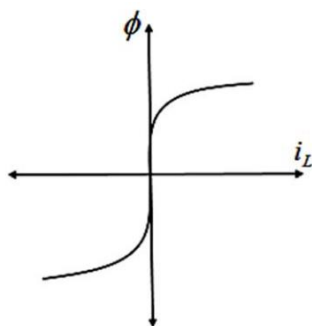


Figura 19 – Curva de magnetização da indutância do transformador (THANOMSAT, PLANGKLANG e OHGAKI, 2018).

Neste contexto, a curva de magnetização da Figura 19 pode ser aproximada pelo polinômio de ordem n , representado pela equação (15):

$$i_L = a\Phi + b\Phi^n \quad (15)$$

Onde:

i_L – Corrente de magnetização do transformador [A];

Φ – Fluxo magnético no núcleo do transformador [Wb],

a – Coeficiente do termo linear;

b – Coeficiente do termo não linear.

Adicionalmente, pode-se usar do artifício de abordagem gráfica para avaliar de forma qualitativa o fenômeno da ferrorressonância. Ao considerar as características V-I de indutância e capacitância, as interseções entre a curva de reatância capacitiva (X_C) e a curva de reatância indutiva (X_L) definem os pontos de operação, que podem ser estáveis ou instáveis, conforme a Figura 20. Com a introdução de diferentes retas que reproduzem diferentes valores de capacitâncias e as respectivas intersecções com o gráfico da indutância não-linear, torna-se possível verificar o efeito do valor da capacitância no circuito ferrorressonante.

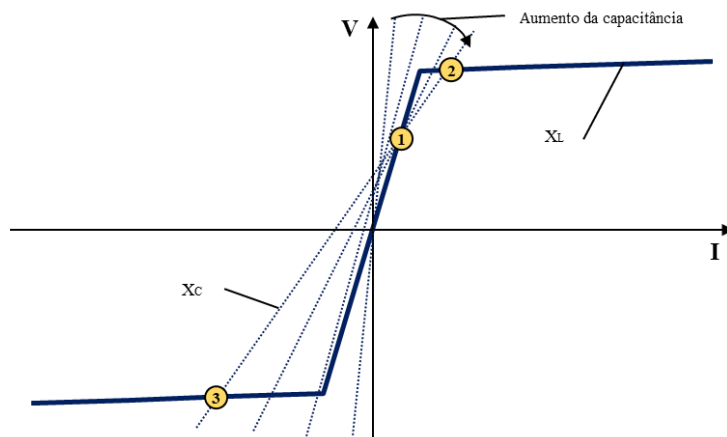


Figura 20 – Abordagem gráfica da curva característica V-I de indutância e capacitância [adaptado de (VIENA, 2010)].

Ao variar a frequência angular ou a capacitância, modifica-se o ângulo de inclinação da reta. Por consequência desta alteração, tem-se os pontos de interseção entre as curvas serão deslocados para novas posições (VIENA, 2010). Ademais, os pontos de interseção da Figura 20 podem ser entendidos como:

- Ponto 1: representa a condição de operação normal, sendo esse o modo estável de não ferrorressonância e o circuito opera no modo indutivo, tendendo a permanecer neste ponto em regime permanente;
- Ponto 2: representa um ponto de operação instável e a solução tende a não permanecer neste ponto em regime permanente;
- Ponto 3: representa um modo de ferrorressonância estável e o circuito opera no modo indutivo, mas com elevada tensão e corrente, e tende a permanecer nele em regime permanente.

Podem surgir condições, como energização do sistema ou ocorrência de curto-circuito, sobre as quais as soluções 2 ou 3 têm potencial de prevalecer, dando origem ao início da ferrorressonância (THANOMSAT, PLANGKLANG e OHGAKI, 2018). Além disso, à medida que a capacitância aumenta, o ponto de solução sobe na curva de saturação (KRATZ, MANNING e MAXWELL, 1959).

Os circuitos ferrorressonantes possuem comportamentos distintos em relação aos circuitos lineares convencionais, incluindo os formatos das ondas de tensão e de corrente. As formas de onda resultantes podem ter frequências fundamentais, sub-harmônicas pares ou ímpares. Ademais, a depender dos parâmetros da rede, os modos de ferrorressonância podem ser do tipo fundamental, subharmônico, quase periódico ou caótico, de acordo com o respectivo espectro de frequência (JESUS, NETO, *et al.*, 2003).

Em suma, os circuitos com ressonância linear e os ferrorressonantes se diferenciam pelo principal motivo de que, para um determinado valor de frequência, no segundo caso a possibilidade de ressonância possui uma margem de complexidade mais elevada por englobar diferentes possibilidades de acordo com os parâmetros do sistema, como, por exemplo, uma ampla faixa de valores de capacitância. Em termos de respostas imediatas do sistema para o fenômeno, pode-se verificar a ocorrência de sobretensões e/ou sobrecorrentes, contribuindo para as falhas em transformadores, cabos, para-raios, por exemplo. Em regime permanente, diferentes respostas estáveis são possíveis para uma mesma configuração e valores dos parâmetros do sistema.

As principais fontes potenciais para a ocorrência da ferrorressonância são:

- Instalação de compensação série em sistemas elétricos;
- Comutação monofásica envolvendo capacitância fase-terra;
- Transformadores de tensão capacitivos de alta tensão que alimentam transformadores com núcleo de ferro.

Apesar dos diferentes motivos listados, este trabalho propõe a abordagem dos efeitos da ferrorressonância quando associados à instalação de capacitores em série em sistemas de distribuição, condição susceptível a ocorrer justamente quando transformadores de núcleo saturáveis são energizados por um circuito que contém BCS. Basicamente, ocorre como resultado das correntes transitórias de magnetização (*inrush*) do transformador durante o primeiro ciclo de onda da tensão aplicada do período de carga do capacitor e a subsequente reação do circuito a essa descarga (GOMES, 2016).

Para identificar o estado de ferorrressonância, de acordo com dados históricos, uma das condições é que a tensão do sistema permaneça acima de 1,25 p.u. da tensão nominal. No entanto, em algumas ocasiões, os valores típicos das sobretensões variam de 2,0 a 3,0 p.u., ocasionando o colapso térmico das pastilhas de óxido de zinco que formam os para-raios (JESUS, NETO, *et al.*, 2003). Existem outros aspectos característicos, como os intensos ruídos audíveis devido à saturação do núcleo e a possibilidade sobreaquecimento de partes do transformador.

Conforme descrito ao longo deste item, a natureza não linear da ferorrressonância dificulta a previsibilidade de ocorrência do fenômeno. Entretanto, o ideal é que sejam realizadas modelagens computacionais como forma de antever a possibilidade de ferorrressonância em um circuito específico. Na prática, a ocorrência da ferorrressonância consegue ser mitigada de forma significativa mediante a duas condições:

- Em caso de necessidade, priorizar a realização de chaveamentos tripolares;
- Quando o transformador está carregado com, minimamente, de 15 a 20% de sua capacidade nominal e fator de potência unitário.

De fato, algumas das situações que são mais propensas a desencadear a ferorrressonância são a atuação elos-fusíveis ou a energização manual de transformadores, de forma que em um mesmo trecho fique apenas uma ou duas fases abertas.

3.6.2 Oscilações Subsíncronas

No âmbito das Oscilações Subsíncronas, o artigo (IEEE SUBSYNCHRONOUS RESONANCE WORKING GROUP, 1985) apresenta um conjunto de termos e definições para abranger as diferentes vertentes relacionadas a esse fenômeno do sistema elétrico de energia. O seu surgimento resulta de uma condição relacionada ao intercâmbio de energia entre as redes elétricas e os sistemas mecânicos das máquinas síncronas em uma ou mais frequências naturais que estejam presentes em redes elétricas série-compensadas, abaixo da frequência nominal do sistema quando submetido a uma perturbação, ocorrendo principalmente devido à interação eletromecânica entre:

- Conjunto turbina-gerador e os elementos passivos no sistema elétrico;
- Conjunto turbina-gerador e os elementos ativos no sistema elétrico.

Em vista disso, os planejadores e operadores dos sistemas elétricos de potência devem se atentar ao máximo para antever as possíveis ocorrências de eventos oscilatórios,

visto que as consequências são danosas em termos de instabilidade, podendo permanecer assim por alguns ciclos até o retorno à condição normal de operação, resultando em prejuízos para a vida útil dos equipamentos afetados. No pior dos cenários, pode não haver um novo ponto de operação e o sistema permanecerá instável.

A este fenômeno foi dado o nome de Ressonância Subsíncrona (RSS), abrangendo as propriedades oscilatórias de variáveis elétricas e mecânicas associadas a turbinas-geradores que podem ocorrer em sistemas compensados por capacitores em série, como descrito anteriormente. Mediante o surgimento do evento, existem diferentes possibilidades quanto à resposta do sistema elétrico para o amortecimento da instabilidade momentânea, podendo variar desde um leve amortecimento, nenhum tipo de amortecimento ou um amortecimento negativo (IEEE SUBSYNCHRONOUS RESONANCE WORKING GROUP, 1985).

Basicamente, as correntes equilibradas de frequências iguais às de ressonância (f_{re}) percorrem as três fases do sistema e dos geradores síncronos produzindo um campo magnético girante na armadura do estator destas máquinas na frequência de ressonância f_{re} . Com isso, a frequência das correntes no rotor destes geradores induzidas pelo campo magnético referido é ditada pela velocidade relativa entre este campo e o próprio rotor. As componentes de sequência positiva do estator produzirão correntes no rotor de frequência subsíncrona e as componentes de sequência negativa correntes na frequência supersíncrona, conforme as equações (16) e (17), respectivamente (TAVARES, 2005):

$$f_{R+} = f_s - f_{re} \quad (16)$$

$$f_{R-} = f_s + f_{re} \quad (17)$$

Onde:

f_s – Frequência elétrica do sistema [Hz];

f_{re} – Frequência elétrica de ressonância do sistema [Hz];

f_{R+} – Frequência subsíncrona (componente de sequência positiva) [Hz];

f_{R-} – Frequência subsíncrona (componente de sequência negativa) [Hz].

Existem duas macros classificações para as Ressonâncias Subsíncronas: Auto Excitação e Torques Transitórios. De forma complementar, a Auto Excitação ainda pode ser subdividida em Efeito Gerador de Indução e Interação Torcional. Nesse sentido, o estudo do

fenômeno de Ressonância Subsíncrona deve ser realizado sob três aspectos, que serão detalhados de forma resumida a seguir:

- Efeito de Gerador de Indução:

Neste aspecto, a resistência elétrica do rotor do ponto de vista dos terminais do estator passa a ser negativa, considerando que o campo magnético do rotor gira mais rápido que o campo produzido pelas correntes subsíncronas na armadura. Desta forma, se a resistência da armadura de um dos geradores do sistema somada à resistência da rede vista dos terminais desse gerador não for maior que a resistência negativa do rotor (vista pelo estator) na frequência de ressonância, a potência assíncrona desenvolvida não terá meio de dissipação, ocasionando uma ampliação crescente das oscilações subsíncronas (IEEE SUBSYNCHRONOUS RESONANCE WORKING GROUP, 1980).

- Interação Torcional:

A interação torcional pode ser visualizada com o sistema operando em regime permanente. Ocorre devido à relação entre os fluxos magnéticos no rotor e estator possuírem característica oscilatória, resultando em um torque eletromagnético com frequência complementar (frequência síncrona menos a frequência natural). Este fenômeno é uma outra forma de auto excitação e envolve o sistema torcional mecânico dos geradores. Para fins de simplificação, pode-se adotar para a análise um sistema massa-mola equivalente com frequências naturais de torção (f_m) englobadas entre 10 e 40 Hz (IEEE SUBSYNCHRONOUS RESONANCE WORKING GROUP, 1980).

Em máquinas síncronas, a interação eletromecânica entre os enrolamentos da armadura e rotor se iniciam devido às oscilações do rotor em uma frequência natural (f_m), sendo essas responsáveis por induzir componentes de tensão na armadura, com as frequências f_{R+} e f_{R-} . Tais tensões induzidas pelas oscilações do rotor podem gerar uma corrente subsíncrona com elevada magnitude quando a frequência complementar for próxima à frequência torcional do conjunto de eixos da turbina geradora, gerando uma componente oscilatória no torque do rotor.

Na hipótese deste conjugado subsíncrono ser maior do que o conjugado de amortecimento mecânico do sistema rotativo na frequência f_m , as massas mecânicas sofrerão desvios significativos na velocidade, fazendo com que o sistema eletromecânico esteja sujeito a oscilações permanentes ou crescentes, caracterizando uma condição de instabilidade. Cabe destacar que esta condição é extremamente danosa ao sistema elétrico, podendo resultar na ruptura do eixo da turbina da máquina síncrona.

- Torques Transitórios.

Em função de distúrbios na rede elétrica, como os curtos-circuitos, podem surgir torques transitórios nos eixos mecânicos das máquinas deste sistema devido à variação súbita do torque elétrico. Caso este fenômeno ocorra repetidas vezes, em razão de fadiga mecânica, a vida útil do eixo mecânico pode ser consideravelmente reduzida (IEEE SUBSYNCHRONOUS RESONANCE WORKING GROUP, 1980).

Tendo em vista os aspectos descritos nos tópicos anteriores, este item abordará principalmente o fenômeno de auto excitação dos motores indução em virtude da presença compensação série nos sistemas. Sendo assim, para os circuitos com tais características, existem duas formas diferentes de gerar as correntes que circularão nos circuitos. Na primeira delas, a corrente pode ser imposta pela aplicação de uma fonte de tensão externa com a mesma frequência da tensão originalmente estabelecida; enquanto na segunda pode circular de acordo com a frequência natural do circuito.

No segundo cenário, como resposta às variações do circuito, origina-se uma corrente que gradualmente tende a zero, considerando para isso o valor de resistência equivalente do circuito como a taxa de amortecimento. Caso seja inserido no circuito algum elemento com resistência negativa, de modo que possua as mesmas características e valores da resistência positiva existente, passará a circular no circuito uma corrente na frequência natural. Assim sendo, no caso de um BCS estar conectado no circuito do estator de um motor de indução, na frequência fundamental o comportamento da máquina será de motor e na frequência subsíncrona imposta funcionará como gerador (JESUS e COGO, 2009).

A Figura 21 ilustra o diagrama esquemático convencional de um MIT na presença de BCS para a Resposta Forçada e Resposta Natural. Ambos os circuitos são semelhantes, tendo como principal diferença que o segundo é ressonante para uma frequência f vezes a frequência do sistema. No primeiro circuito, tem-se que a energia flui no sentido da fonte para o eixo, diferente do segundo circuito, que emana do eixo para a fonte.

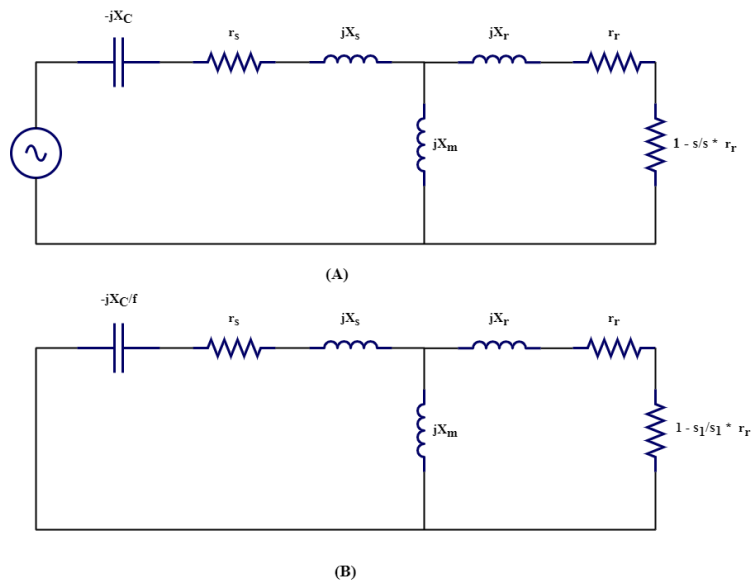


Figura 21 – Circuito equivalente de um MIT com BCS: [A] Resposta Forçada; (B) Resposta Natural (WAGNER, 1941).

Na Figura 21, tem-se:

X_c – Reatância capacitiva do capacitor [Ω];

r_s – Resistência do estator [Ω];

X_s – Reatância indutiva do estator [Ω];

r_r – Resistência do rotor [Ω];

X_r – Reatância indutiva do rotor [Ω];

X_m – Reatância indutiva mútua [Ω];

s – Escorregamento [p.u.].

Durante a conexão de um motor ao sistema, ocorre o aumento da velocidade até que seja atingida a velocidade síncrona correspondente à frequência f . Para valores de velocidades superiores, o escorregamento s_1 em relação à velocidade síncrona do circuito ressonante se torna negativo. Nesta condição de contorno, o motor se comporta como um gerador de indução para frequências ressonantes naturais subsíncronas. Caso seja atingida a condição em que a resistência de carga $r_r \cdot (1 - s_1/s_1)$ anule os efeitos dos resistores r_r e r_s , o circuito se auto excitará e uma corrente de frequência f circulará continuamente.

O cálculo da velocidade do rotor, em função das variáveis de escorregamentos s e s_1 pode ser realizado pela equação (18):

$$n = 1 - s = (1 - s) \times f \quad (18)$$

Onde:

n – Velocidade do rotor [rpm].

Com a equação (18), o escorregamento consegue ser obtido pela equação (19):

$$s = 1 - (1 - s) \times f \quad (19)$$

Alguns requisitos devem ser satisfeitos para estabelecer um evento de oscilação natural sustentado. Como exemplo, a impedância do circuito ressonante deve ser nula vista de qualquer ponto do sistema. Da impedância equivalente vista do rotor provém a equação (20):

$$\frac{jx_m [r_s + j(x_s - x_c)]}{r_s + j(x_m + x_s - x_c)} + \frac{r_r}{s_1} + jx_r = 0 \quad (20)$$

Como condição de contorno para a ocorrência do fenômeno de auto excitação, as componentes real e imaginária da impedância do motor devem ser nulas. Através de manipulações matemática, que podem ser vistas com mais detalhes em (JESUS e COGO, 2009), obtém-se as equações (21) e (22):

$$r_s^2 = -\frac{1}{f^2} (f^2 (x_m + x_s) - x_c) \left[f^2 \left(x_s + \frac{x_r x_m}{x_r + x_m} \right) - x_c \right] \quad (21)$$

e

$$\left(\frac{s_1}{r_r} \right)^2 = -\frac{f^2 (x_m + x_s) - x_c}{f^2 (x_m + x_r)^2 \left(f^2 \left(x_s + \frac{x_r x_m}{x_r + x_m} \right) - x_c \right)} \quad (22)$$

Algumas simplificações foram adotadas para a redução das equações anteriores. Sendo assim, a reatância total de magnetização do motor ($x_m + x_s$) passará a ser denominada de X_M e a reatância de rotor bloqueado $\left(x_s + \frac{x_r x_m}{x_r + x_m} \right)$, para $r_r = 0$, por X_B . Com isso, matematicamente os requisitos necessários para a produção da condição de auto excitação são definidos pelas equações (23) e (24):

$$r_s^2 = -\frac{1}{f^2} (f^2 X_M - x_c) [f^2 X_B - x_c] \quad (23)$$

e

$$\left(\frac{s_1}{r_R}\right)^2 = -\frac{f^2 X_M - x_c}{f^2 (x_m + x_r)^2 (f^2 X_B - x_c)} \quad (24)$$

Este fenômeno de auto excitação nem sempre ocorrerá e pode ser eliminado através da inserção de resistência de amortecimento adequada nos capacitores em série ou considerando alguma mudança em termos do posicionamento de instalação do BCS. O valor da resistência de amortecimento deve ser alto para reduzir as perdas contínuas. Em geral, a possibilidade de ressonância subsíncrona deve ser verificada para os motores com potências mais elevadas no circuito em que se pretende inserir o BCS. Como medida de controle, existem concessionárias de energia elétrica que utilizam relés subsíncronos nos geradores com o objetivo de detectar a operação sustentada de baixa frequência e desarmar a unidade.

Capítulo 4 - Metodologia para tomada de decisão: viabilidade técnica de instalação de BCS em sistemas de distribuição

Conforme descrito ao longo deste trabalho, os sistemas elétricos de distribuição que possuem capacitores em série ficam susceptíveis ao acontecimento de efeitos indesejáveis em sua operação. Por esse motivo, é preciso ter cautela em decisões quanto à instalação da compensação série em sistemas de distribuição, de modo a prever e prevenir os impactos negativos que possam ocasionar danos ao sistema elétrico.

Para isso, a decisão mais assertiva considera a realização de análises prévias e detalhadas que, para alguns dos casos, ocorrerá também no período transitório de funcionamento dos circuitos. Dessarte, não somente as análises de regime permanente se fazem necessárias na avaliação completa da instalação de BCS, mas também são fundamentais as modelagens e simulações de transitórios eletromagnéticos.

Os principais e mais comuns problemas conhecidos são os da Ferrorressonância, da Ressonância Subsíncrona e da Auto Excitação de Motores de Indução. Sendo assim, este capítulo buscará definir as ações necessárias para a realização das avaliações pertinentes, incluindo a descrição de todas as recomendações consideradas ideais para a confecção de análises criteriosas.

Objetivando elaborar e descrever todas as etapas correlatas aos estudos, extensas pesquisas foram realizadas, com a posterior compilação de muitas dessas, no sentido de direcionar o leitor à correta avaliação para casos similares. Cabe destacar que na literatura existe uma escassez de material voltado para este tipo de avaliação, principalmente quando aplicadas em sistemas elétricos de distribuição.

Em vista da problemática comentada no parágrafo anterior, inicialmente foram coletados materiais abrangentes e, após isso, realizou-se a implementação do que foi definido como relevante para o assunto em um estudo de caso de uma rede real do Brasil a ser demonstrado no Capítulo 5 - . Todos os passos implementados serão descritos em detalhes, subdivididos em tópicos neste capítulo, com o foco de auxiliar nos estudos de viabilidade de instalação de banco de capacitor em série na distribuição.

4.1 Etapa 01: Pré-avaliação de factibilidade de instalação do BCS

Devido às complexidades para a implementação do BCS em sistemas de distribuição, recomenda-se não adotar esta solução como a primeira opção para resolver, por exemplo, problemas relacionados à melhoria do perfil de tensão. À priori, medidas conhecidas e amplamente utilizadas devem ser priorizadas. Dentre elas, a recapacitação das linhas existentes ou construção de novas, o uso de reguladores de tensão e capacitores em paralelo são capazes de fornecer bons ganhos relativos ao controle de tensão. Outras opções a serem avaliadas podem ser encontradas no Capítulo 3.

De modo geral, as concessionárias de energia elétrica gerenciam os seus sistemas de distribuição e definem as soluções de planejamento visando a redução de custos, adotando medidas que propiciem os ganhos esperados, como o controle de tensão, mas devendo ser economicamente viável. Cabe destacar que os investimentos realizados pelas distribuidoras devem ser prudentes, respeitando aos critérios de mínimo custo global, visto que o reconhecimento tarifário com custos superiores ao necessário pode aumentar o preço da energia elétrica repassado aos consumidores. Em vista disso, ao se esgotarem as possibilidades convencionais comentadas ou em caso de o escopo de obras ser extremamente elevado, pode-se cogitar a implementação da solução de BCS, dada a devida atenção que sua instalação requer.

Para o estudo de caso deste trabalho, vislumbrou-se a alternativa com compensação série porque o número de reguladores em série havia excedido o máximo recomendado por fabricantes (três equipamentos instalados em série na rede de distribuição mais o transformador com comutação sob carga da subestação), além dos capacitores *shunt* terem se mostrado pouco efetivos para o aumento de tensão do alimentador e os custos relativos às obras de recondutoramento e construção de novos alimentadores serem muito elevados, havendo necessidade de um investimento aproximado de R\$ 10.000.000,00 para a resolução por completo das criticidades.

Ademais, a utilização de capacitores série pode se mostrar eficiente para a equalização das tensões ao longo do alimentador de 13,8 kV, realizando a autorregulação conforme a necessidade do sistema. Sendo assim, outra situação que reforça que o BCS pode ser uma boa opção são os casos de alimentadores que contenham indústrias com motores em suas plantas. Em resumo, durante as partidas de motores de indução, os capacitores série

poderão compensar a solicitação adicional de potência reativa, melhorando de forma automática os níveis de tensão durante estes fenômenos transitórios, visto que o BCS é capaz de reduzir a impedância total entre o ponto onde ocorrem as partidas dos motores e a subestação supridora.

Portanto, caso o sistema avaliado se encontre nas condições de contorno supracitadas, como o esgotamento de alternativas convencionais ou elevado escopo de obras para a resolução da problemática, além da possibilidade de existência de motores de médio ou grande porte no alimentador, o recurso de implementação de compensação série através do uso de capacitores pode ser considerado como uma opção.

4.2 Etapa 02: Coleta de dados dos parâmetros elétricos do circuito de interesse e modelagem da rede de distribuição

Após ser definido que a instalação do BCS será uma das alternativas, o próximo passo é o de obtenção dos parâmetros elétricos do alimentador envolvido na análise. Estes dados serão fundamentais para a realização da modelagem da rede em algum software cabível para simulações de fluxo de potência inicialmente, como o CYMDIST[®], Interplan[®], SINAPgrid[®], PowerGrid[®] e o OpenDSS[®]. Dentre as informações, necessita-se conhecer fundamentalmente:

- Carregamento máximo do alimentador, em [VA] ou [A];
- Tensão nominal do alimentador e elementos de rede, em [V];
- Fator de Potência do alimentador, em [p.u.] ou [%];
- Capacidades nominais dos cabos e transformadores dos circuitos, em [VA] ou [A];
- Impedâncias dos cabos utilizados, preferencialmente em [Ω /m] ou [Ω /km];
- Descritivos dos cabos por trechos e os seus comprimentos, preferencialmente em [Ω /m] ou [Ω /km];
- Localização das cargas do circuito com as suas respectivas potências ativas e reativas para o cenário de carga máxima, preferencialmente em [W] e [var], respectivamente;
- Frequência do sistema, em [Hz];

Comentado [RdL7]: Conferir e colocar símbolo.

- Potência nominal e relação de transformação do transformador da subestação, preferencialmente em [VA] e [V], respectivamente;
- Corrente de curto-circuito trifásica e monofásica no barramento da SE, preferencialmente em [A];
- Dados nominais de equipamentos de regulação de tensão, as suas localizações e os seus ajustes (como os reguladores de tensão e capacitores em derivação comumente utilizados na distribuição).

Todas as informações listadas serão necessárias para compor a modelagem da rede ou um equivalente do sistema, caso não seja possível representar o circuito na forma exata dele. No estudo de caso deste trabalho, por se tratar de uma situação real, o alimentador escolhido estava previamente modelado no software CYMDIST[®], programa utilizado oficialmente pela distribuidora local para os estudos elétricos, estando nele implementado a configuração de rede real e demais detalhamentos de média tensão, conforme a situação de campo. Sendo assim, de modo a viabilizar os estudos elétricos, o profissional deverá implementar a modelagem da rede em algum software de capacidade similar ao CYMDIST[®], com o foco inicial na análise de fluxo de potência.

4.3 Etapa 03: Definição da localização para a instalação do BCS

Com relação à definição do ponto de instalação, inicialmente se buscou executar os requisitos recomendados no item 3.3, com foco no Método 01, mas não houve efetividade nos testes realizados. Por esse motivo, a intenção deste tópico é demonstrar uma solução mais prática e aplicável para a rotina de trabalho de uma distribuidora de energia elétrica.

Destaca-se que, com o requisito do BCS ser implementado em pontos onde a queda de tensão variava entre 1/3 a 1/2 do valor total, como sugerido no Método 01 citado anteriormente, em ocasiões com a possibilidade de associação de RTs existentes localizados à montante do ponto proposto para o BCS, verificou-se a minimização do efeito positivo em termos de elevação de tensão com o BCS, não havendo eficácia.

Assim sendo, o Método 04, com a realização de uma análise de sensibilidade considerando 05 localizações distintas no alimentador, distribuídos entre o começo, meio e fim do circuito, foi o utilizado. Para cada uma delas houve a necessidade de dimensionar o BCS em específico para o ponto escolhido e emular os seus ganhos através de um estudo de

fluxo de potência. Os parâmetros determinantes para a definição do ponto de instalação do BCS foram:

- As maiores variações de quedas de tensão entre o cenário com e sem BCS;
- Relação X/R mais próximo de 1,0 no ponto de instalação do BCS;
- Caso existam equipamentos de regulação de tensão ao longo do alimentador, os resultados demonstraram que o BCS deve ser instalado a jusante dos RT's, visto que o seu ganho é minimizado se estiver a montante;
- A relação de corrente de curto-circuito trifásica no ponto de instalação do BCS próxima a 8% da corrente de curto-circuito trifásica total do alimentador.

O Capítulo 5 - descreverá com mais detalhes as conclusões da avaliação realizada.

4.4 Etapa 04: Dimensionamento e definição do grau de compensação do BCS

A partir da definição do ponto escolhido, o próximo passo é a realização dos cálculos relativos ao dimensionamento do BCS. Nesta etapa, houve a necessidade de utilização de dados de curto-circuito da rede, inclusive de modo a obter o equivalente de todo o sistema a montante do disjuntor de 15 kV do alimentador estudado, conforme descrito no passo 02. Para isso, recorreu-se ao software ANAFAS[®], programa para cálculo de curto-circuito do CEPEL que contém a representação do sistema de transmissão e subestação que se encontram à montante do alimentador, pois as informações necessárias não podiam ser obtidas pelo CYMDIST[®].

Utilizando desta informação, calcula-se o somatório da reatância indutiva X_{tot} até o BCS, de acordo com a equação 7 do item 3.2. Aplica-se ao valor encontrado o percentual de compensação que almeja obter como ganho com o BCS. Como recomendação também do item 3.2, valores superiores a 150 % de compensação são mais susceptíveis à ocorrência de efeitos adversos, sendo aconselhável utilizar este percentual como limitante.

4.5 Etapa 05: Avaliação de ocorrência de fenômenos adversos

Após as constatações de viabilidade de instalação do BCS na condição de regime permanente, recomenda-se prosseguir com as avaliações relativas às possíveis ocorrências de efeitos indesejáveis. Para a simulação, deve-se realizar a modelagem dos sistemas em programas de simulação de transitórios eletromagnéticos, como o PSCAD[®]/EMTDC[®] e o ATP[®]/ATPDraw[®], mais comumente utilizados.

Em muitos dos casos, a representação do alimentador de forma fidedigna pode ser muito trabalhosa e, até, dificultar a convergência da simulação. Sendo assim, a alternativa para isso seria a representação de um sistema reduzido, buscando considerar no equivalente elétrico muitos ramais conectados em barras principais do tronco do circuito.

Para essa representação, pode ser necessária a conversão de bases e unidades dos dados do software inicialmente utilizado, sendo esse um ponto de atenção. De forma a validar que os dados empregados estejam corretos e coerentes, cabe a realização de uma análise de sensibilidade inicial para a comparação dos resultados entre os dois softwares.

Como principais pontos de preocupação, deve-se atentar para a avaliação dos fenômenos de Ferrorressonância e Ressonância Subsíncrona, amplamente abordados nos itens 3.6.1 e 3.6.2, respectivamente.

- Ferrorressonância: a depender da característica de magnetização linear dos transformadores, uma condição de ressonância não-linear temporária ou permanente pode surgir. Para esta simulação, torna-se fundamental que seja obtida alguma curva de saturação característica ou real do transformador avaliado. Para a identificação do fenômeno, recomenda-se a realização de simulações de chaveamentos monofásicos ou aplicação de faltas fase-terra que resultem na existência de algum ponto em que potencial de terra não esteja fixo;
- Ressonância Subsíncrona: pode ocorrer quando um motor de indução ou síncrono, alimentado por um circuito série-compensado, em determinadas condições de contorno, passa a atuar como um gerador produzindo corrente de frequência inferior à nominal. Neste caso, para a realização dos estudos necessários, deve-se obter as principais informações do motor para realizar a sua conexão no ponto desejado e simular partida do motor. Dentre os dados a serem utilizados, tem-se: tipo de partida (direta ou mediante o uso de algum recurso de suavização \geq da corrente de partida), potência nominal, tensão, fator de potência, frequência, velocidade angular, momento de inércia e rendimento. O atendimento ao critério da equação (25) pode

ser utilizado como uma avaliação prévia para auxílio na identificação dos motores como cargas potencialmente perturbadoras (CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A., 2016):

$$\frac{8 \times S_n}{S_{cc}} \times 100 \geq 5\% \quad (25)$$

Onde:

S_n – Potência aparente nominal do motor [VA];

S_{cc} – Potência de curto-circuito trifásica no ponto de interligação com a rede de distribuição [VA].

Caso o resultado seja maior ou igual a 5% e de posse dos dados necessários, prossegue-se para os estudos de partida do motor no regime transitório.

Após as simulações e de acordo com os resultados obtidos, prossegue-se ou não com a instalação do BCS.

4.6 Etapa 06: Adoção de medidas de mitigação dos fenômenos adversos

Caso sejam identificadas condições indicativas de ferrorressonância, algumas medidas podem ser adotadas para a tentativa de mitigação dos impactos nos sistemas elétricos cujo BCS se encontra instalado, como:

- Redução do grau de compensação;
- Possibilidade de utilização de filtro RLC, mas necessita de uma avaliação técnico-econômica detalhada;
- Utilização de by-pass temporário do BCS durante a partida de motores;
- Conexão permanente ou temporária de resistor de amortecimento em paralelo ao BCS (valores típicos de 5 a 10 X_C), visando de oscilações subharmônicas (ferrorressonância ou auto excitação);
- Definição de um novo ponto de localização do BCS a uma distância adequada para evitar os fenômenos indesejáveis.

Não havendo o resultado esperado com as implementações, a recomendação final é de que a alternativa de compensação série através de capacitores deve ser descartada em detrimento de outras opções menos danosas ao circuito elétrico foco de análise.

4.7 Fluxograma da metodologia proposta

Com o intuito de facilitar e resumir o Capítulo 4 - , criou-se um fluxograma contendo as principais etapas necessárias para a tomada de decisão quanto à avaliação de viabilidade técnica, incluindo os estudos dos efeitos adversos, para a implementação do BCS em sistemas de distribuição de energia elétrica, conforme a Figura 22.

FLUXOGRAMA PARA AVALIAÇÃO DE VIABILIDADE TÉCNICA E EFEITOS ADVERSOS PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE COMPENSAÇÃO ATRAVÉS DE CAPACITORES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

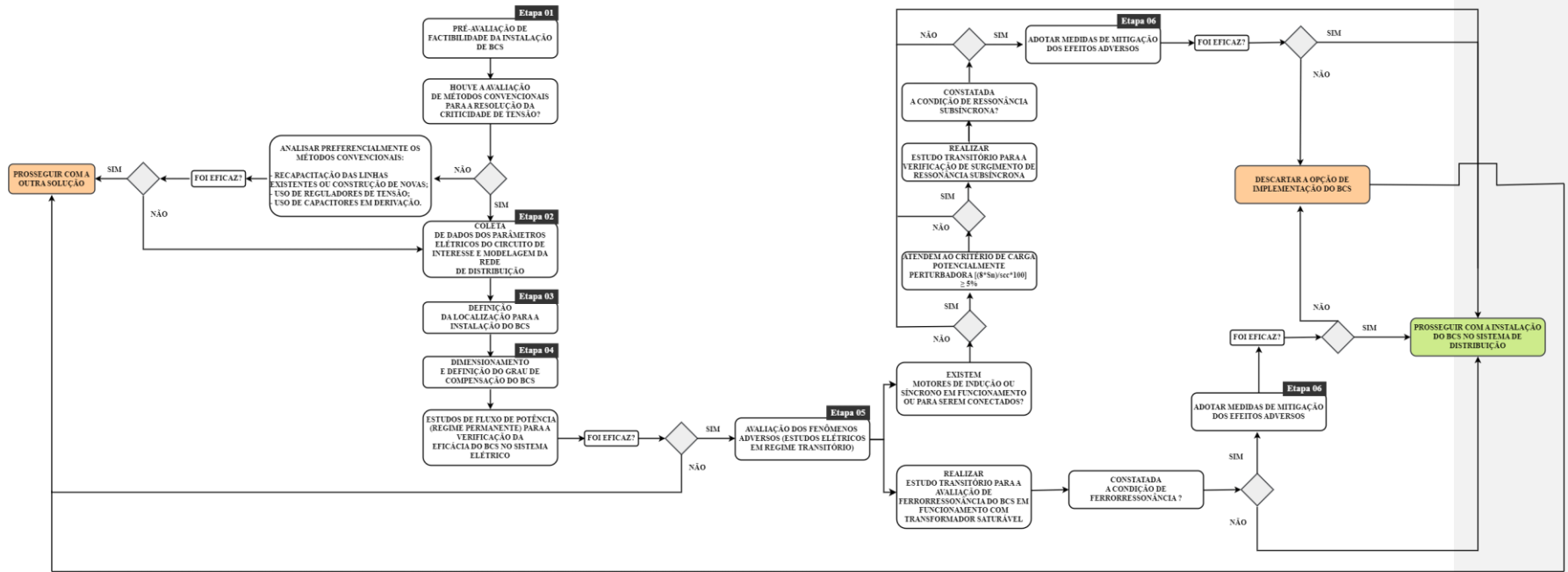


Figura 22 – Fluxograma da metodologia proposta para a avaliação de viabilidade técnica e efeitos adversos para a implementação de compensação através de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica.

Capítulo 5 - Estudo de caso: aplicação da metodologia de tomada de decisão em uma rede elétrica de distribuição real do sudeste brasileiro

Este capítulo possui como objetivo aplicar a metodologia definida e proposta no Capítulo 4 - . Para isso, seguindo todas as etapas descritas para um caso real de uma rede de distribuição do sudeste brasileiro, pretende-se ao fim realizar por completo a avaliação de viabilidade técnica, incluindo as análises dos fenômenos adversos, quanto à implementação de compensação série através do uso de capacitores em sistemas de distribuição. Mediante às análises, possibilita-se atestar a indicação do BCS como uma solução exequível.

5.1 Etapa 01: Pré-avaliação de factibilidade de instalação do BCS

Em sistemas de distribuição, normalmente as aplicações de equipamentos de compensação série são mais atraentes para cargas remotas supridas por longos alimentadores, em sistemas com baixo nível de curto-circuito e fator de potência entre 0,8 e 0,95.

Para o estudo de caso em questão, decidiu-se realizar uma pré-avaliação da aplicação de compensação série em um alimentador rural radial de uma distribuidora do sudeste brasileiro, com enfoque no estudo de regulação de tensão em regime permanente e de avaliações dos possíveis efeitos adversos que possam ocorrer. Para isso, este capítulo possui o principal objetivo de colocar em prática a metodologia descrita no Capítulo 4 - e verificar se a sua implementação pode ser utilizada como modelo e replicada a outros casos.

Além disso, como característica de muitos alimentadores rurais, tem-se o fato de que possuem elevado comprimento e são formados por condutores de alta impedância ao longo do tronco principal, contando com o auxílio de um ou mais reguladores de tensão dispostos em série para o controle de tensão, que em muitas ocasiões chegam a operar praticamente com o tape máximo (posição 16).

O principal motivo para a escolha desse circuito radial está no fato de que, seguindo as diretrizes para a expansão dos SMDTs indicadas em (ANEEL, 2021), os estudos de

Planejamento devem considerar o horizonte de cinco anos (n+5) para a previsão de novos alimentadores e reforço dos existentes. Destaca-se que o planejamento deve ser realizado com o aproveitamento racional de recursos e com a necessidade por energia elétrica da região, além de custos compatíveis com os requisitos para o desenvolvimento econômico.

Baseado no que fora descrito anteriormente, a condição do alimentador foco de análise é crítica do ponto de vista de soluções com bom custo-benefício para o atendimento à qualidade do produto de energia elétrica. O alimentador conta com três reguladores de tensão instalados em série, que não são suficientes para a resolução de criticidade ao longo do período de planejamento, e a máxima queda de tensão supera o limite dos 7% admitidos pelo Anexo VIII da Resolução Normativa 956/2021 (ANEEL, 2021). Para essa ocasião, considerando as normas internas da concessionária de energia elétrica, descartou-se a possibilidade do quarto regulador de tensão em série com os demais, visto que há dificuldade para a correta coordenação entre os mesmos pelo elevado tempo de resposta destes equipamentos, possibilitando o aumento de desequilíbrio de tensão em entre as fases do sistema devido ao uso de bancos monofásicos com controle único.

Sendo assim, o plano de necessidades da empresa prevê, para a resolução da criticidade de queda de tensão, a construção de um *bay* de saída 15 kV na subestação, além de obras com extensão com cerca de 30 km de rede nova para um alimentador de distribuição, havendo necessidade de um investimento aproximado de R\$ 10.000.00,00 para atender a esta demanda técnica. Adicionalmente a isso, tem-se o fato de que existe uma indústria de mineração com intuito de se conectar à rede da distribuidora no local, e esse se tornaria o cliente de maior demanda do alimentador.

Para possibilitar o estudo de viabilidade técnica e aplicação do método indicado para a instalação do BCS no sistema de distribuição, a etapa inicial de planejamento requer a execução de uma série de estudos, como o de fluxo de potência e de transitórios eletromagnéticos. Embora os sistemas elétricos de potência operem em regime permanente durante grande parte do tempo, deve-se sempre considerar o cenário mais crítico na avaliação, de forma que os sistemas e equipamentos sejam projetados para suportar solicitações extremas de tensão e corrente.

A partir disso, todos os indicativos referenciais e iniciais quanto ao dimensionamento e a verificação de eficácia em estado de regime permanente do BCS em sistemas elétricos de distribuição estarão descritos ao longo do item 5.4. Em termos de análises para os eventos

extremos que devem ser evitados e ocorrem no período transitório de operação dos circuitos, os estudos realizados constarão no item 5.5.

5.2 Etapa 02: Coleta de dados dos parâmetros elétricos do circuito de interesse e modelagem da rede de distribuição

A Tabela 7 apresenta os principais parâmetros e dados do sistema em questão, desde a subestação abaixadora até o alimentador de distribuição.

Tabela 7 – Parâmetros e dados do sistema simulado.

Potência base do sistema [MVA]	100
Frequência [Hz]	60
Relação de transformação SE [kV]	69/13,8
Potência nominal transformador SE [MVA]	25
Impedância do transformador SE [%]	10,8
Tensão nominal alimentador [kV]	13,8
Extensão do tronco do alimentador [km]	47,3
Extensão total do alimentador [km]	278,9
Impedância de sequência positiva equivalente do sistema até a SE [%]	$5,3 + j71,9$
Demanda máxima ano base n [MVA]	3,83
Demanda máxima ano $n+5$ [MVA]	4,37
Taxa de crescimento n até $n+1$ [%]	1,5
Taxa de crescimento $n+1$ até $n+5$ [%]	3,0
Fator de Potência [%]	87,0
Corrente de curto-circuito trifásica no barramento da SE [kA]	5,80
Corrente de curto-circuito monofásica no barramento da SE [kA]	6,35

Para o cenário mais crítico do ponto de vista de queda de tensão, considerando a máxima carga prevista para o ano $n+5$, a topologia do circuito pode ser vista pelo diagrama unifilar da Figura 23, com a distribuição de carga e os principais parâmetros do alimentador subdivididos em quinze barras:

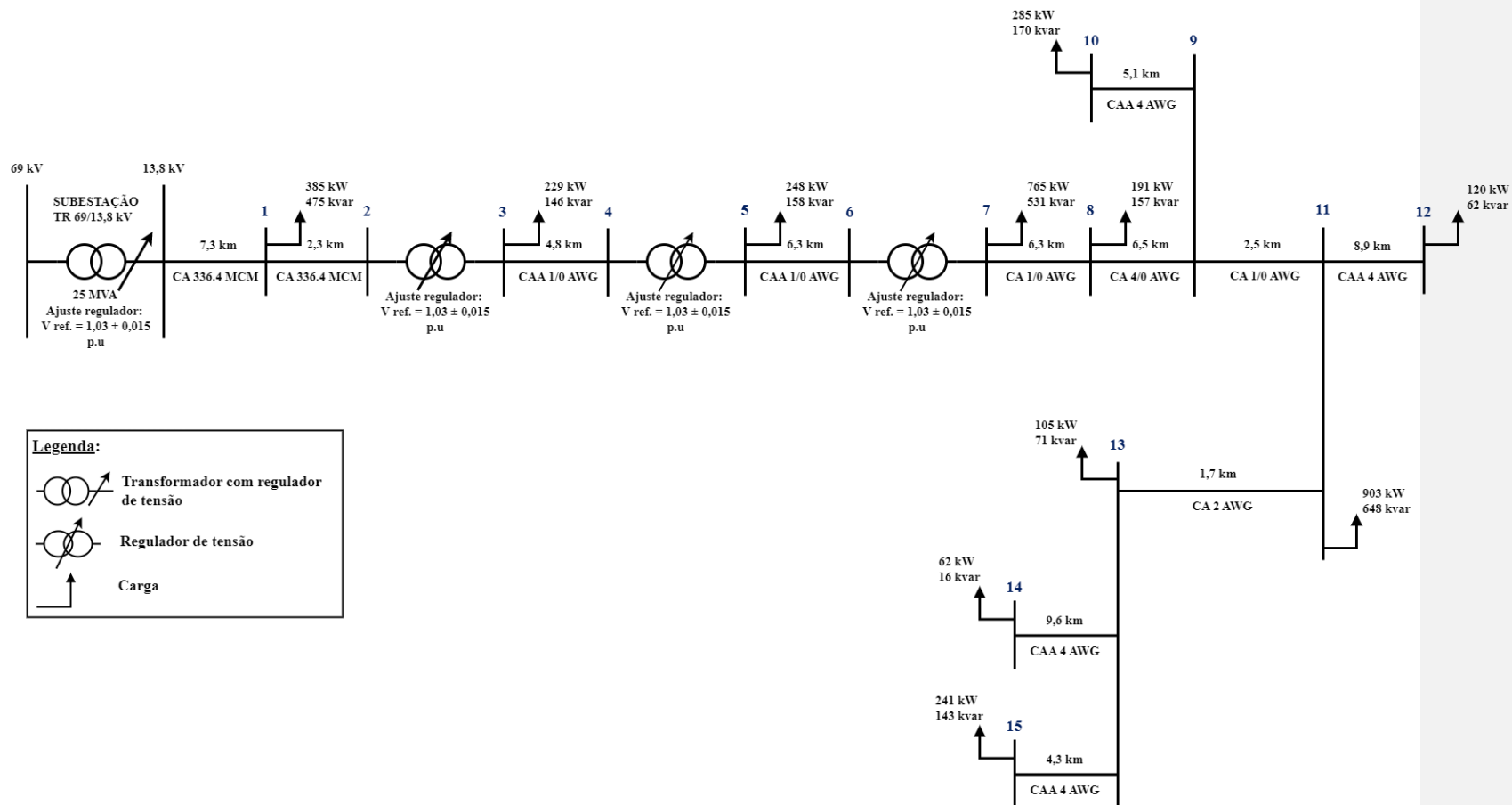


Figura 23 – Representação do diagrama unifilar do sistema simulado.

De forma a facilitar a visualização da situação real do sistema escolhido, a Figura 24 demonstra a imagem de satélite obtida, em 01/04/2023, pelo software Google Earth:

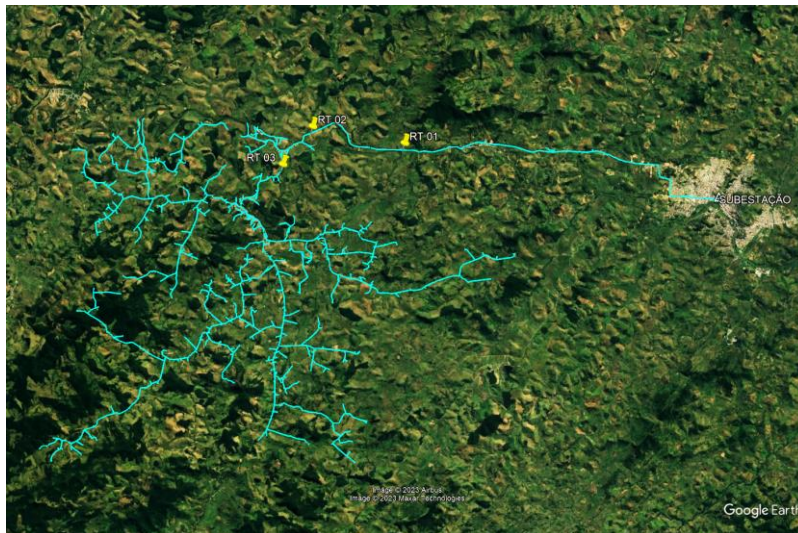


Figura 24 – Imagem de satélite do alimentador simulado, incluindo os 03 Reguladores de Tensão em série.

Comentado [RdL8]: Inserir reguladores.

Pode-se verificar que o CYMDIST[®] reproduz de forma fiel a configuração real de campo, como exhibe a Figura 25, que abrange o circuito simulado no software da CYME.

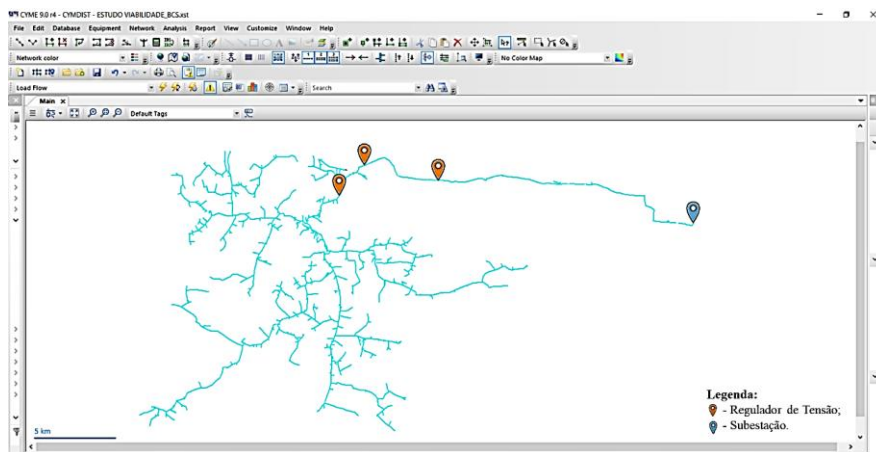


Figura 25 – Alimentador modelado no software CYMDIST[®], incluindo os 03 Reguladores de Tensão em série.

5.3 Etapa 03: Definição da localização para a instalação do BCS

Para a definição do melhor ponto de instalação do BCS, realizou-se uma análise de sensibilidade considerando alguns critérios para cinco diferentes localizações, escolhidas em pontos estratégicos, ao longo do alimentador. Dentre os parâmetros avaliados, os dados relativos às maiores quedas de tensão de cada cenário foram determinantes para a escolha do local de instalação, incluindo a avaliação quanto às indicações do Método 01 do item 3.3 deste trabalho.

Tabela 8 – Simulações para a definição do ponto de instalação do BCS.

Simulação	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4	Ponto 5
SEM BCS					
Pior tensão no alimentador [p.u.]	0,910	0,910	0,910	0,910	0,910
Tensão no ponto – Sem BCS [p.u.]	0,971	0,968	0,950	0,910	0,947
FP no ponto – Sem BCS [p.u.]	0,829	0,830	0,835	0,0	0,829
X/R no ponto – Sem BCS [Ω]	0,898	1,027	0,913	0,686	0,551
X/R no Regulador mais próximo do ponto – Sem BCS [Ω]	0,970	1,187	0,970	0,970	-
Icc 3f no ponto – Sem BCS [A]	483	669	440	242	1614
COM BCS					
Dimensionamento BCS [Ω/fase]	4,980	4,264	6,792	10,008	2,848
Tensão no ponto entrada – Com BCS [p.u.]	0,968	0,969	0,947	0,910	0,951
Tensão no ponto saída – Com BCS [p.u.]	1,017	1,008	0,992	0,910	0,983
Pior tensão no alimentador [p.u.]	0,954	0,911	0,951	0,910	0,911
FP no ponto – Com BCS [p.u.]	0,871	0,864	0,875	0,0	0,857
X/R no ponto – Com BCS [Ω]	0,898	1,027	0,913	0,317	0,619
Carga a jusante do BCS [A]	134,8	138,1	103,3	0,1	163,1
Icc 3f no ponto entrada – Com BCS [A]	483	669	440	242	1614
Icc 3f no ponto saída – Com BCS [A]	592	854	552	279	2843
Distância até a SE [km]	24,436	27,313	18,617	47,712	8,536
Grau de Compensação [%]	150	150	150	150	150
Comentários	A jusante do RT 03	Entre o RT 02 e RT 03	A jusante do RT 03	A jusante do RT 03, final do alimentador	A montante do RT 01, próximo a SE
Resultado da eficácia do BCS	Positivo	Negativo	Positivo	Negativo	Negativo

Comentado [RdL9]: Inverter a tabela para ficar nas margens padronizadas.

Algumas constatações puderam ser realizadas com a análise de sensibilidade dos impactos dos parâmetros listados na Tabela 8. Desta forma, as conclusões foram:

- Caso existam equipamentos de regulação de tensão ao longo do alimentador, os resultados demonstraram que o BCS deve ser instalado a jusante dos RT's, visto que o seu ganho é minimizado se estiver a montante;
- Comprovação de que, quanto mais próximo ao valor de 1,0 estiver a relação X/R, maior será o benefício em termos de melhoria do perfil de tensão em virtude do BCS;
- As simulações do ponto 1 e ponto 2 apresentaram em comum que a relação de $I_{cc\ 3f}$ no ponto de instalação do BCS foram próximas a 8% da $I_{cc\ 3f}$ total do alimentador;
- Em função do efeito do BCS possuir relação direta com a corrente que circula pelo ponto do BCS, verifica-se que os pontos extremos do circuito com baixa circulação de carga não garantirão eficácia sob nenhuma hipótese;
- Com relação à circulação de carga, nos pontos indicados para a instalação, o percentual de corrente variou de 50% a 75% do valor demanda máxima do alimentador.

Diante das observações comentadas, o ponto 01 foi o mais aderente e propiciou o ganho esperado com a instalação do BCS no alimentador.

5.4 Etapa 04: Dimensionamento e definição do grau de compensação do BCS

O dimensionamento do capacitor série seguiu os critérios expostos no item 3.2. Para a determinação da reatância capacitiva X_C , calculou-se o somatório da reatância indutiva X_{tot} até o BCS, da seguinte forma:

- $X_{eq} + X_T \Rightarrow$ obtenção dos dados de reatância de sequência positiva equivalente no barramento de 13,8 kV da subestação, através de simulações no software ANAFAS®;
- $X_{al} \Rightarrow$ obtenção dos dados de reatância de sequência equivalente do barramento de 13,8 kV até o ponto que se deseja instalar o BCS, através de simulações no software CYMDIST®.

Os valores de reatância de sequência positiva estão dispostos na Tabela 9.

Tabela 9 – Dados de reatância de sequência positiva equivalentes do sistema.

Referência	Reatância de sequência positiva
$X_{eq} + X_T$	j71,906%
X_{al}	j451,400%

Pode-se verificar que o capacitor série foi instalado a uma distância elétrica de $Z_1\% = 371,830\% + j451,400\%$ da subestação 69/13,8 kV, estando esse localizado entre as barras 07 e 08. Para a definição do grau de compensação, utilizou-se a recomendação destacada ao longo deste artigo de, no máximo, 150% ($K_{CS} = 1,5$), sendo esse o valor aplicado na simulação. Portanto, a reatância capacitiva X_C vale:

$$K_{CS} = \frac{X_C}{X_{tot}} \Rightarrow X_C = 1,5 \times [-j7,906\% + (-j451,400\%)]$$

$$X_C = -j784,959\%$$

Dessa forma, o capacitor série foi dimensionado com a reatância capacitiva de $X_C = -j784,959\%$ ou $14,94 \Omega$.

a) Resultados

Mediante o valor de $X_C = 14,94 \Omega$, prosseguiu-se com a modelagem do BCS no software CYMDIST® para os estudos de fluxo de potência em regime permanente visando verificar o comportamento do sistema para os níveis de tensão sem e com a compensação série. Importante destacar que esta análise foi realizada para o ano final do horizonte de planejamento, o n+5, e os resultados estão contidos na Tabela 10.

Tabela 10 – Resultados das simulações sem o BCS e com BCS para os níveis de tensão [p.u.] em cada barra do sistema.

Barra	Trecho	Tensão [p.u.] – Sem BCS	Tensão [p.u.] – Com BCS
0	0-1	1,015	1,015
1	0-1-2	0,956	0,956
2	2-3	0,938	0,938
3	3-4	1,015	1,019
4	4-5	0,942	0,944
5	5-6	1,025	1,027
6	6-7	0,939	0,937
7	7-8	1,021	1,019
8	8-9	0,964	1,009
9	-	0,938	0,981
10	9-10	0,934	0,977
11	9-11	0,926	0,969
12	11-12	0,923	0,966
13	11-13	0,922	0,964
14	13-14	0,919	0,961
15	13-15	0,915	0,957

O gráfico contido na Figura 26 demonstra, de forma visual, o efeito do BCS no circuito de exemplo. Pode-se verificar que, para o cenário sem BCS, mesmo com a existência de 03 RT's em série no alimentador, as tensões verificadas nas barras 11, 12, 13, 14 e 15 estavam em desacordo com os valores mínimos exigidos pela regulamentação local em sistemas de elétricos de 13,8 kV. Em contrapartida, a instalação do BCS no trecho 7-8 propiciou que as tensões em todas as barras, na condição de regime permanente, mantivessem-se na faixa de valores de tensão de 0,93 p.u. a 1,05 p.u., conforme exige a ANEEL para o setor de distribuição. Na barra 15, por exemplo, o ganho de tensão foi de 0,042 p.u..

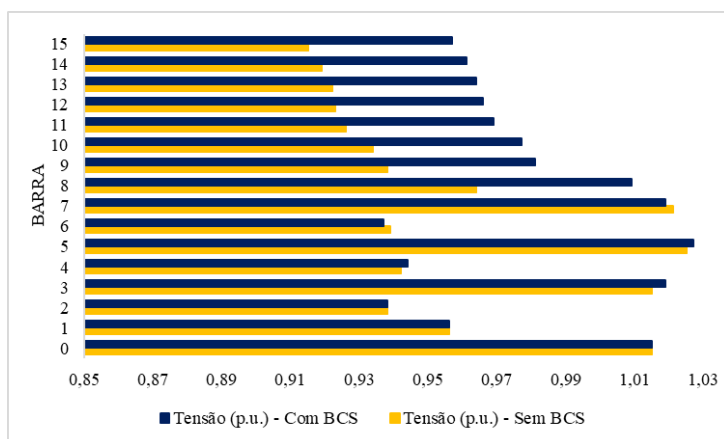


Figura 26 – Gráfico de barras contendo a tensão [p.u.] para os cenários sem e com BCS para cada barra do sistema.

Dessa forma, somente com a utilização do BCS, exclui-se a necessidade apontada no plano de expansão da empresa que indicava como solução a construção de um novo alimentador para a divisão de carga do atual, com conseqüente melhorias do perfil de tensão do alimentador para o enquadramento no crivo regulado.

5.5 Etapa 05: Avaliação de ocorrência de fenômenos adversos

No âmbito de Sistemas Elétricos de Potência, utiliza-se com frequência o termo “fenômeno transitório” para fazer referência a algum tipo de evento indesejado. Como característica deste fenômeno, a ocorrência se dá em períodos de curta duração, mas alcança valores de tensões e correntes de elevada magnitude, geralmente superiores às condições nominais as quais os circuitos e equipamentos foram dimensionados para operarem de forma rotineira. Além disso, em geral, os transitórios podem ser subdivididos em duas categorias: impulsivo e oscilatório.

Na primeira categoria, considera-se como impulsivo porque ocorre em resposta aos efeitos externos do sistema elétrico – como as descargas atmosféricas. Em virtude disso, ocasiona súbitas alterações nas condições de estado permanente da tensão e corrente, podendo ter como conseqüência a degradação ou falha imediata dos isolamentos de equipamentos elétricos. De forma similar, o transitório oscilatório também causa uma

alteração inesperada e não desejável da condição de regime permanente da tensão, corrente ou em ambas.

Porém, as duas categorias diferem pela característica de origem, que no caso do oscilatório é causado pelo próprio sistema, decorrente do conteúdo espectral (frequência predominante), duração e magnitude da tensão. Em consequência de episódios como o chaveamento de bancos de capacitores e transformadores, energização de linhas de transmissão, eliminação de faltas, entre outros, os resultados podem ser eventos transitórios oscilatórios (PADILLA, 2008).

Conforme descrito nos parágrafos anteriores, dentre as principais consequências, tem-se as alterações nos níveis de tensão no circuito, geralmente para valores muito superiores, denominados de sobretensão. Em vista disso, os sistemas elétricos devem sempre ser dimensionados para suportar os surtos oriundos da abertura ou fechamento de disjuntores, em situações como:

- Manobras de cargas indutivas ou capacitivas;
- Ocorrência e eliminação de faltas;
- Ressonância linear e ferrossonância;
- Ressonância subsíncrona;
- Religamento monopolar;
- Rejeição de carga;
- Tensão de restabelecimento transitória.

Com o intuito de antever a ocorrência de efeitos indesejáveis decorrentes da instalação de BCS em sistema de distribuição, torna-se fundamental a execução de estudos elétricos que reproduzam a condição transitória. Dentre os softwares existentes para a realização de simulações de transitórios eletromagnéticos, o PSCAD[®] (*Power Systems Computer Aided Design*) foi o escolhido para a aplicação neste trabalho. Em posse dos dados utilizados no item 5.2, iniciou-se o processo de modelagem no programa em questão, conforme será demonstrado neste capítulo em detalhes.

O PSCAD[®] é uma ferramenta de simulação multiuso, com aplicações em projetos e modelagens com diferentes finalidades em sistemas de energia elétrica, mas com um importante mecanismo de solução de transitórios eletromagnéticos EMTDC[®] (*Electromagnetic Transients including DC*), que permite projetar, simular e analisar os resultados de sistemas de energia CA e CC em um ambiente gráfico. Ademais, o PSCAD[®]/EMTDC[®] disponibiliza ao usuário uma extensa biblioteca com modelos prontos e

ou semiprontos que podem ser implementados em casos reais, compostos de dispositivos de seccionamento, dispositivos de proteção, medidores, blocos e funções de controle, equipamentos de controle de reativos, máquinas elétricas, entre outros. Sendo assim, diferentes modelos incluídos na biblioteca PSCAD[®]/EMTDC[®] foram utilizados para realizar a simulação do estudo de caso e soluções propostas.

Em relação aos dados de equipamentos utilizados, para os condutores foram considerados os dados reais de cabos e impedâncias, para os transformadores foram adotados dados típicos e padrões do próprio software relativos a esses equipamentos e para os motores as informações de manuais dos fabricantes existentes no mercado. Para a realização das simulações, adotou-se como padrão o tempo de duração de 6,0 s (*Duration of Run*), o passo de solução de 50 μ S (*Solution Time Step*) e o passo de amostragem de 250 μ S (*Channel Plot Step*), vide a Figura 27.

Duration of Run (s)	6
Solution Time Step (us)	50
Channel Plot Step (us)	250
Runtime	

Figura 27 – Tempos de execução das simulações realizadas no PSCAD[®].

Assim sendo, este subitem possui como objetivo emular o possível surgimento de efeitos adversos, com foco em Ferrorressonância e Ressonância Subsíncrona, devido à inserção de BCS no alimentador que está sendo avaliado neste trabalho. A dinâmica escolhida para demonstrar os resultados obtidos foi através de apresentações e explicações sobre o comportamento do sistema anterior e posterior à inserção do BCS sob as mesmas condições, para diferentes cenários:

- Cenário 01: Caso Base;
- Cenário 02: Caso Base com BCS;
- Cenário 03: Chaveamento da chave fusível do transformador MT/BT (Ponto 01)
– Com BCS;
- Cenário 04: Chaveamento da chave fusível do transformador MT/BT (Ponto 02)
– Com BCS;
- Cenário 05: Chaveamento da chave fusível do transformador MT/BT (Ponto 03)
– Com BCS;
- Cenário 06: Partida direta de motor de indução 0,5 MVA – Sem BCS;
- Cenário 07: Partida direta de motor de indução 0,5 MVA – Com BCS;

- Cenário 08: Partida direta de dois motores de indução 2x0,5 MVA – Sem BCS;
- Cenário 09: Partida direta de dois motores de indução 2x0,5 MVA– Com BCS.

Outro ponto de destaque com relação às simulações realizadas é de que, para as condições de partida de motor no sistema série compensado, foram avaliados os piores cenários em termos de severidade dos eventos transitórios, como o método de acionamento do motor por meio de partida direta. De modo prático, para os consumidores conectarem cargas especiais em sistemas elétricos de distribuidoras, estudos específicos são realizados pelas equipes técnicas das concessionárias para a verificação de viabilidade técnica da conexão, cabendo a indicação de obras sistêmicas ou de métodos alternativos para os acionamentos dos motores elétricos.

A reprodução do alimentador real no PSCAD® pode ser visualizada na Figura 28.

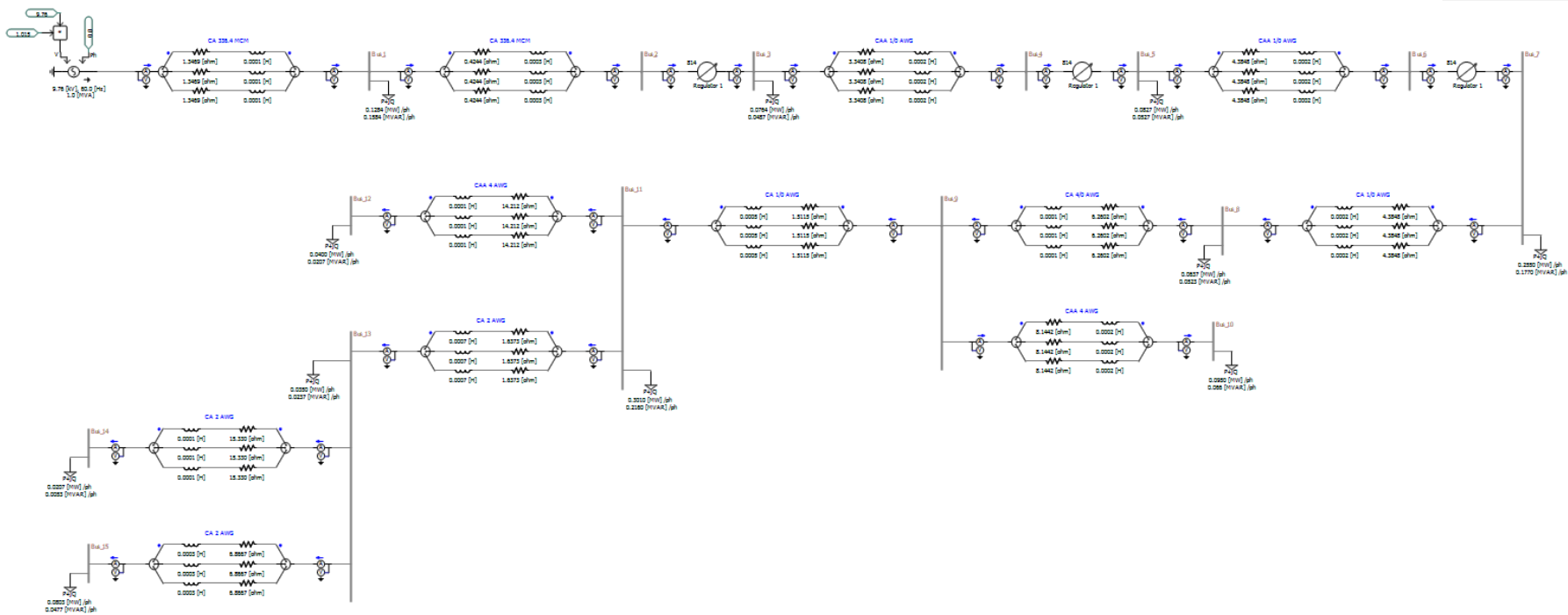


Figura 28 – Representação do alimentador no PSCAD® para as análises de transitórios eletromagnéticos.

5.5.1 Dados utilizados

- Condutores

O sistema de distribuição é composto por condutores de energia elétrica para realizar a interligação entre os componentes do circuito. Sendo assim, as informações de cabo e dos dados de impedâncias foram extraídas da base de dados compreendida pelo CYMDIST®, que continha os parâmetros reais da rede, podendo ser verificadas na Tabela 11:

Tabela 11 – Parâmetros de impedâncias dos condutores extraídos da base de dados do CYMDIST®.

Cabo	Sequência positiva				Sequência zero			
	R_seq+ [Ω/km]	X_seq+ [Ω/km]	G_seq+ [Ω/km]	B_seq+ [Ω/km]	R_seq0 [Ω/km]	X_seq0 [Ω/km]	G_seq0 [Ω/km]	B_seq0 [Ω/km]
CA 336.4 MCM	0,1845	0,2834	0	6,0116	0,5458	1,6116	0	1,4291
CAA 1/0 AWG	0,696	0,4293	0	3,9658	1,0666	1,4942	0	1,6695
CA 1/0 AWG	0,6046	0,4352	0	3,908	0,9532	1,4681	0	1,6578
CAA 4 AWG	1,5969	0,4643	0	3,6423	1,9905	1,6197	0	1,6041
CA 2 AWG	0,9631	0,4528	0	3,7429	1,3567	1,6082	0	1,6232

Onde:

R_seq+ – Resistência do cabo (sequência positiva) [Ω/km];

X_seq+ – Impedância do cabo (sequência positiva) [Ω/km];

G_seq+ – Condutância do cabo (sequência positiva) [Ω/km];

R_seq0 – Resistência do cabo (sequência zero) [Ω/km];

X_seq0 – Impedância do cabo (sequência zero) [Ω/km];

G_seq0 – Condutância do cabo (sequência zero) [Ω/km].

Para a inserção no PSCAD®, apenas os dados de sequência positiva se fizeram necessários. De posse deles, com as devidas conversões de unidades de medida, calculou-se os valores de resistência série e de reatância indutiva para cada trecho do circuito, de acordo com as equações (26) e (27).

$$R_{tot_trecho} = R_{cabo} \times l_{trecho} \quad (26)$$

$$L = \frac{X_{tot_trecho}}{2 \pi f_{nom} \times l_{trecho}} \quad (27)$$

Onde:

R_{tot_trecho} – Resistência total por trecho do circuito (sequência positiva) [Ω];

R_{cabo} – Resistência do cabo [Ω/km];

l_{trecho} – Comprimento do trecho [km].

X_{tot} – Reatância indutiva total [Ω];

L – Indutância do cabo [H];

f_{nom} – Frequência nominal [Hz].

Os resultados encontrados foram inseridos na Tabela 12, sendo esses utilizados para modelar as impedâncias dos condutores que compunham o alimentador:

Tabela 12 – Dados elétricos utilizados na modelagem do alimentador no PSCAD®.

Trecho	Comprimento [km]	Cabo/Equipamento	R_seq+ [Ω/km]	X_seq+ [Ω/km]	R_tot_trecho [Ω]	L [H]
0-1	7,3	CA 336.4 MCM	0,1845	0,283	1,34685	0,0001
1-2	2,3	CA 336.4 MCM	0,1845	0,283	0,42435	0,00033
2-3	Regulador	Regulador 167 kVA	-	-	-	-
3-4	4,8	CAA 1/0 AWG	0,696	0,429	3,3408	0,00024
4-5	Regulador	Regulador 167 kVA	-	-	-	-
5-6	6,3	CAA 1/0 AWG	0,696	0,429	4,3848	0,00018
6-7	Regulador	Regulador 167 kVA	-	-	-	-
7-8	6,3	CA 1/0 AWG	0,696	0,429	4,3848	0,00018
8-9	6,5	CA 2 AWG	0,9631	0,453	6,26015	0,00018
9-10	5,1	CAA 4 AWG	1,5969	0,464	8,14419	0,00024
9-11	2,5	CA 1/0 AWG	0,6046	0,435	1,5115	0,00046
11-12	8,9	CAA 4 AWG	1,5969	0,464	14,2124	0,00014
11-13	1,7	CA 2 AWG	0,9631	0,453	1,63727	0,00071
13-14	9,6	CAA 4 AWG	1,5969	0,464	15,3302	0,00013
13-15	4,3	CAA 4 AWG	1,5969	0,464	6,86667	0,00029

O modelo adotado para a representação considerou a junção de componentes de resistivos e indutivos, interconectados em série e subdivididos em três fases, conforme a Figura 29.

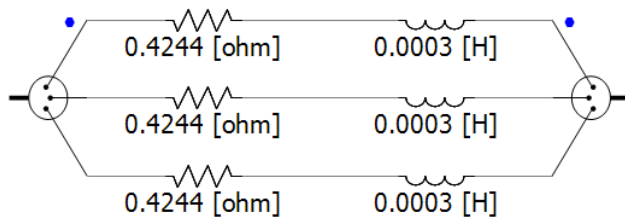


Figura 29 – Modelo de condutores utilizado no PSCAD®.

- Fonte de Tensão:

O componente escolhido para representar a fonte de tensão trifásica e de corrente alternada foi o “*Three-Phase Voltage Source Model 3*”, conforme a Figura 30:

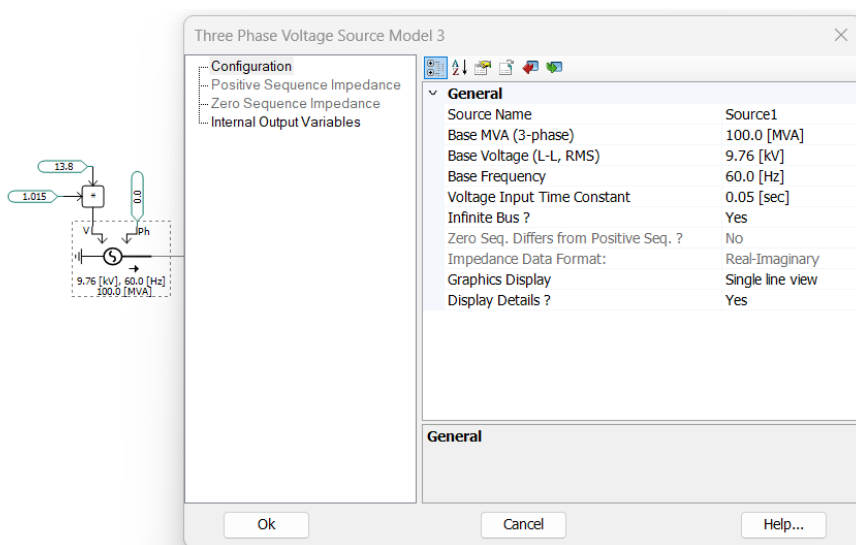


Figura 30 – Componente “*Three-Phase Voltage Source Model 3*” do PSCAD® para a representação de uma fonte de tensão.

Percebe-se que houve a necessidade de inserir o valor de tensão de linha RMS nos dados de entrada da tensão, pois o formato definido no PSCAD® de entrada de alguns dos dados é a tensão eficaz.

Além disso, visando a consideração do efeito da regulação de tensão do OLTC do transformador da subestação, aplicou-se o ganho de 1,015 na fonte de tensão, mantendo o valor como fixo. Nesse caso, o ajuste de tensão do OLTC da subestação em análise é de $1,03 \pm 0,015$ p.u. Dessa forma, o ganho de 1,015 equivale ao mínimo ajuste de tensão possível do OLTC, de modo a representar o pior cenário para a avaliação da máxima queda de tensão à qual o alimentador estará submetido.

- Cargas:

Para a modelagem das cargas do sistema, utilizou-se o componente “*Fixed Load*” demonstrado na Figura 31, onde foram incluídos os dados de potência ativa e reativa por fase.

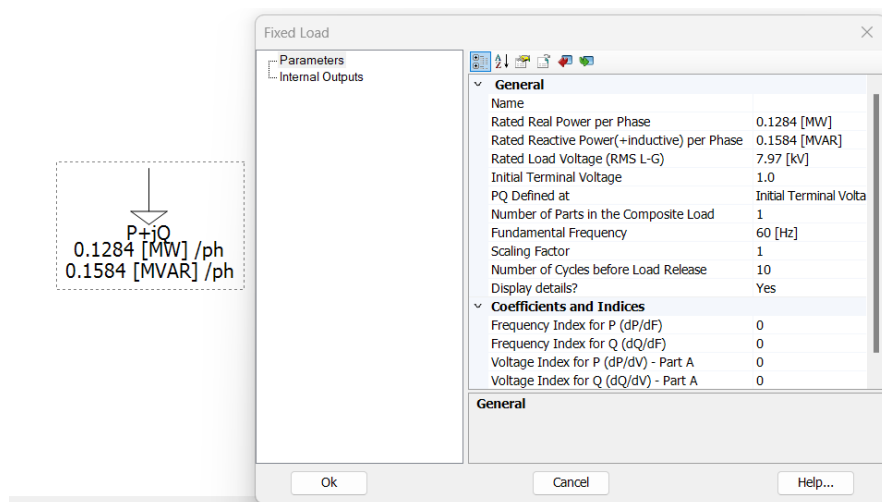


Figura 31 – Componente “*Fixed Load*” do PSCAD® para a representação de cargas do sistema elétrico.

Todos os coeficientes e índices foram definidos como zero devido à modelagem das cargas como Potência Constante. Para o sistema equivalente, inicialmente foram utilizados onze componentes “*Fixed Load*”, com os seguintes valores de potência ativa e reativa por barra. Os dados de potências implementados no PSCAD®, de acordo com a barra do sistema, estão descritos na Tabela 13.

Tabela 13 – Dados de potência ativa [MW] e potência reativa [Mvar] por barra do alimentador inseridos utilizados nas simulações do PSCAD®.

Barra	P trifásica [MW]	Q trifásica [Mvar]
1	385	475
3	229	146
5	248	158
7	765	531
8	191	157
10	285	170
11	903	648
12	120	62
13	105	71
14	62	16
15	241	143

- Regulador de Tensão:

Como não existe um componente da biblioteca do PSCAD® que represente o funcionamento de um Regulador de Tensão automático na rede de distribuição, adotou-se inicialmente o modelo criado para o exemplo “34-bus Feeder” (SCHNEIDER, MATHER, *et al.*, 2017), sendo este adaptado para a necessidade do caso real da distribuidora brasileira, considerando a aplicação dos ajustes de tensão para os quais os equipamentos deveriam atuar.

Na Figura 32 consta a representação do Regulador de Tensão automático para os sistemas de distribuição empregado nas simulações do PSCAD®.

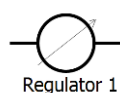


Figura 32 – Representação gráfica do Regulador de Tensão automático no PSCAD®.

O modelo contempla não somente o equipamento regulador de tensão, mas também os componentes necessários para o seu controle automático, com o intuito de se assemelhar a uma aplicação real de controle de tensão do regulador, conforme a seguinte listagem (SANTOSO, MUTHUMUNI e ZHOU, 2006):

1. Transformador monofásico de 2 enrolamentos para cada fase com comutador automático;
2. Controlador automático que possibilita:
 - a. Definição da tensão de operação;
 - b. Ajuste do tape manualmente;
 - c. Definição da faixa de operação (ou largura de banda);
 - d. Função de temporização;
 - e. Painel para demonstração da posição do tape;
 - f. Compensação da queda de tensão da linha.

As representações do transformador monofásico de 2 enrolamentos e do sistema de controle onde são definidos os parâmetros necessários para a atuação do RT constam nas Figura 33 e Figura 34, respectivamente.

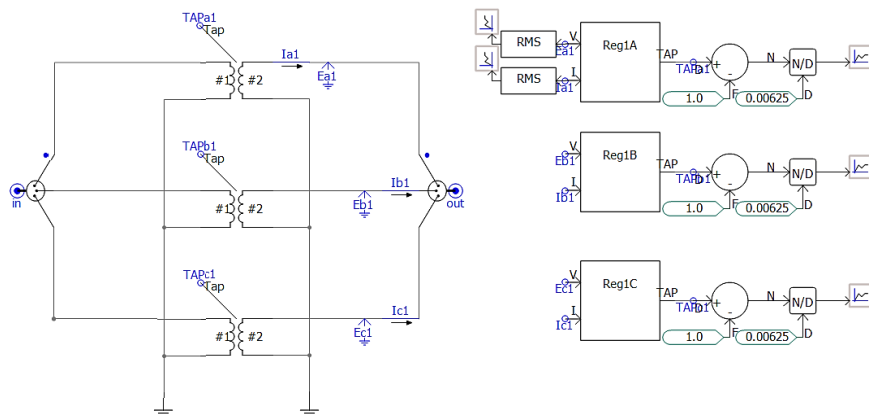


Figura 33 – Transformador monofásico de 2 enrolamentos utilizados para representar o Regulador de Tensão no PSCAD®.

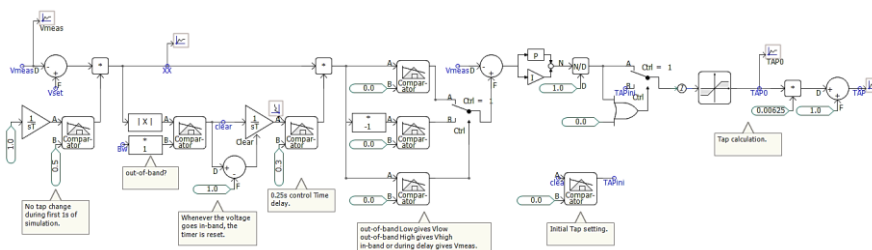


Figura 34 – Sistema de controle implementado para a atuação automática do Regulador de Tensão no PSCAD®.

- Transformador

Para a modelagem do transformador, utilizou-se o componente “3-Phase 2-Winding Transformer”, representando um transformador trifásico de 2 enrolamentos, vide a Figura 35. O interessante deste componente é que pode ser utilizado como um modelo saturável, sendo possível inserir as suas características de magnetização.

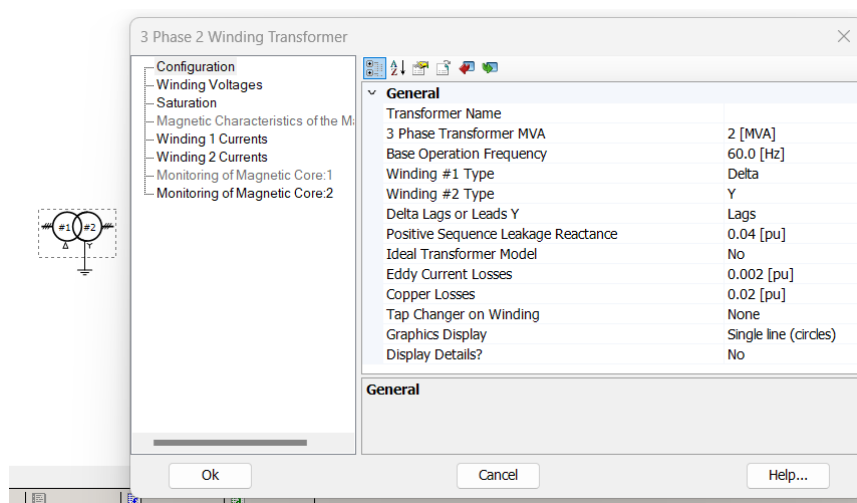


Figura 35 – Componente “3-Phase 2-Winding Transformer” utilizado para a representação do transformador trifásico no PSCAD®.

- Motor de Indução

Neste caso, a representação foi realizada com base em um dos modelos funcionais que o PSCAD® disponibiliza de motor de indução, em específico, o “Wound Rotor Induction Machine”, apresentado na Figura 36. Este modelo representa um motor de indução trifásico de rotor bobinado (MITRB), cuja aplicação principal é realizada para o acionamento de cargas com elevada inércia e que necessitam de um alto conjugado em baixas rotações.

Visando a controlabilidade do componente no software, deve-se especificar como dado de entrada para a máquina de indução o torque mecânico (entrada TL) no eixo da máquina ou a velocidade da máquina (entrada W). Existe, ainda, a opção ‘S’, utilizada para selecionar um dos dois modos de entrada, funcionando da seguinte forma:

- $S = 0 \Rightarrow$ a entrada ‘TL’ será selecionada;

➤ $S = 1 \Rightarrow$ a entrada ‘W’ será selecionada.

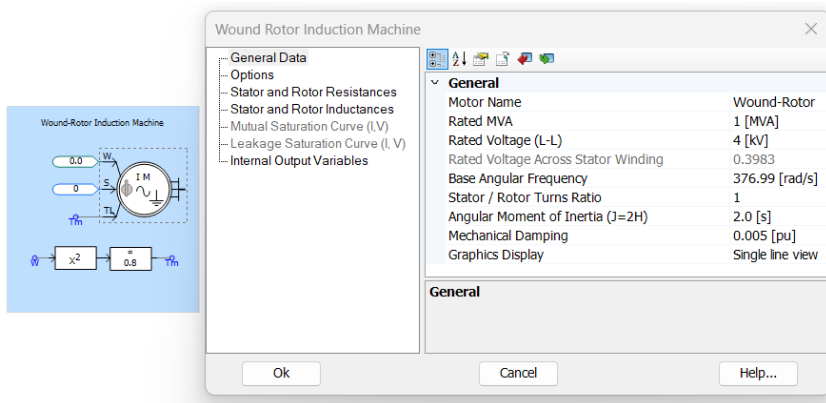


Figura 36 – Componente “*Wound Rotor Induction Machine*” utilizado para a representação do motor de indução no PSCAD®.

- Capacitor

Existe somente um modelo de capacitor para ser utilizado no PSCAD® e que consta na Figura 37. Entretanto, faz-se necessário atenção quanto à unidade de medida que pode variar entre os softwares, devendo ser efetuada a conversão das unidades também neste caso.

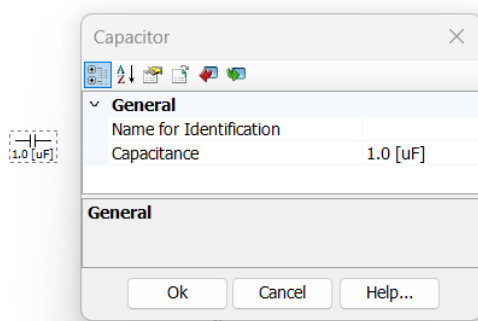


Figura 37 – Componente utilizado para representar o capacitor no PSCAD®.

- Breaker

Visto a necessidade de realização de estudos de manobra com a simulação de chaveamentos para a verificação de possíveis sobretensões, utilizou-se o componente “*Three-Phase Breaker*” da Figura 38 para emular a operação de chaves fusíveis ou disjuntor trifásico, com abertura monopolar.

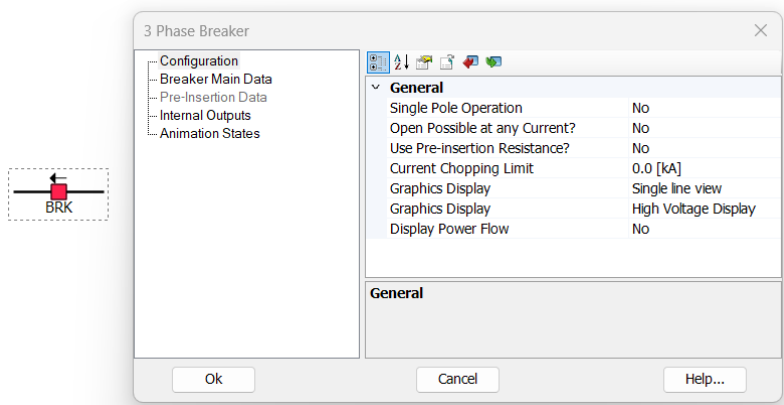


Figura 38 – Componente “*Three-Phase Breaker*” utilizado para representar o disjuntor trifásico com abertura monopolar no PSCAD®.

Para possibilitar o controle do componente, deve-se indicar inicialmente um sinal de entrada, que funciona da mesma forma para disjuntores trifásicos ou monofásicos, cuja lógica de operação do disjuntor segue:

- 0 = LIGADO (fechado);
- 1 = DESLIGADO (aberto).

Esta operação pode ser realizada automaticamente, por meio de uma configuração, mediante o uso do componente *Timed Breaker Logic* ou *Sequencer*, ou manualmente com a implementação de algum tipo de esquema mais elaborado para possibilitar o controle de acordo com a necessidade do usuário.

5.5.2 Validação do circuito modelado no PSCAD®

Considerando que todas as definições e simulações iniciais para a conclusão sobre viabilidade de implementação do BCS no sistema de distribuição exemplo deste trabalho foram realizadas em outro software, o CYMDIST®, houve a necessidade de modelar por completo o sistema equivalente no PSCAD®. Sendo assim, a forma escolhida de certificar

que o circuito do PSCAD® estaria correto e poderia ser utilizado para os demais estudos de transitórios necessários foi modelando inicialmente o caso base, com a posterior comparação entre os níveis de tensão de cada barra equivalente entre os dois softwares para a validação.

5.5.2.1 Caso Base

a) Cenário 01: Caso Base

O cenário 01 representa o caso base do sistema de distribuição, considerando:

- i. Sistema trifásico e equilibrado;
- ii. Sem BCS;
- iii. 03 Bancos de Reguladores de Tensão instalados em série, conforme o diagrama da Figura 23.

Com relação aos Reguladores de Tensão, as suas representações seguiram o modelo representado no subitem 2.2.1. O equipamento considera a existência de 32 tapes, onde cada um deles possui um ganho de tensão aproximado de 0,0625 p.u. Ao longo do alimentador, existem três RT's em série, que foram previamente ajustados para operarem coordenados com relação aos seus tempos de atuação e faixa de tensão para a comutação de tapes.

Dessa forma, com relação aos tempos de atuação de cada um dos reguladores, as simulações foram realizadas considerando os seguintes ajustes:

- Regulador 01 (RT 01): $t = 0,8s$;
- Regulador 02 (RT 02): $t = 1,3s$;
- Regulador 03 (RT 03): $t = 1,8s$.

Complementarmente ao descrito anteriormente, um ponto de destaque importante diz respeito ao fato de que, em casos reais, os tempos de coordenação para as atuações dos bancos reguladores de tensão são superiores aos utilizados neste estudo, variando em torno de 10s de diferença entre os equipamentos em série para a possibilitar a coordenação entre eles. Porém, neste caso, o intuito foi de verificar apenas os seus comportamentos durante as simulações de transitórios e, por esse motivo, a coordenação entre os equipamentos foi reduzida para 0,5s para que eles estivessem em operação plena, com os tapes nas posições finais durante os eventos transitórios que serão o foco do estudo.

Dessa forma, ao utilizar as temporizações fictícias comentadas, os seus impactos podem ser visualizados através dos degraus de tensão de cada RT na Figura 39, que são os

resultados das tensões em p.u. na barra 15 do sistema equivalente do PSCAD®, sendo esse o ponto equivalente à maior queda de tensão de todo o circuito para a condição de máxima demanda.

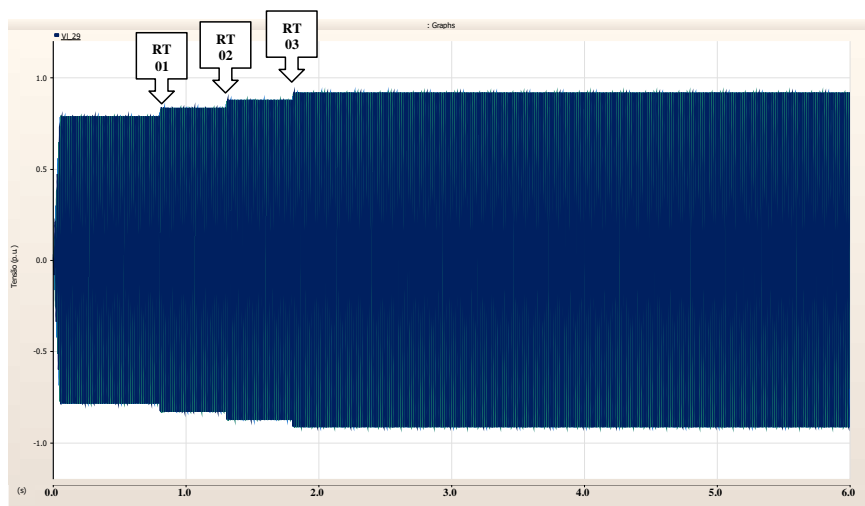


Figura 39 – Tensão de linha [p.u.] na barra 15 do sistema equivalente do PSCAD®.

Pode-se verificar, pela Figura 40, que os tapes de todos os RT's se mantiveram nas posições finais iguais a dez, representando um ganho de tensão total de 0,0625 p.u. em cada um dos equipamentos por fase.

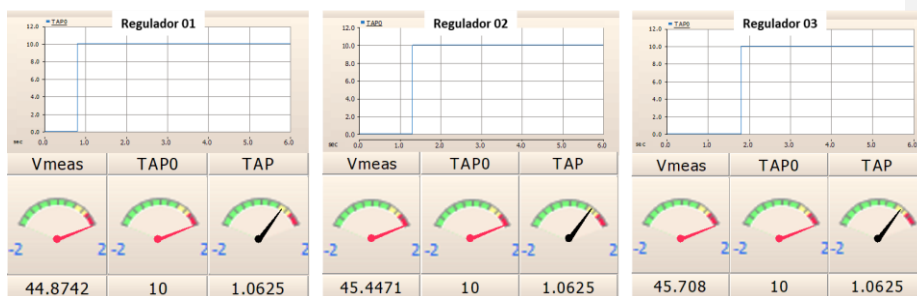


Figura 40 – Resultado da comutação dos tapes dos Reguladores 01, 02 e 03 na simulação do PSCAD®.

Para a visualização em mais detalhes, a Figura 41 contempla a tensão RMS com o destaque para o comportamento do RT01 mediante o aumento de tensão devido às comutações dos tapes. Os demais reguladores apresentaram comportamento similar.

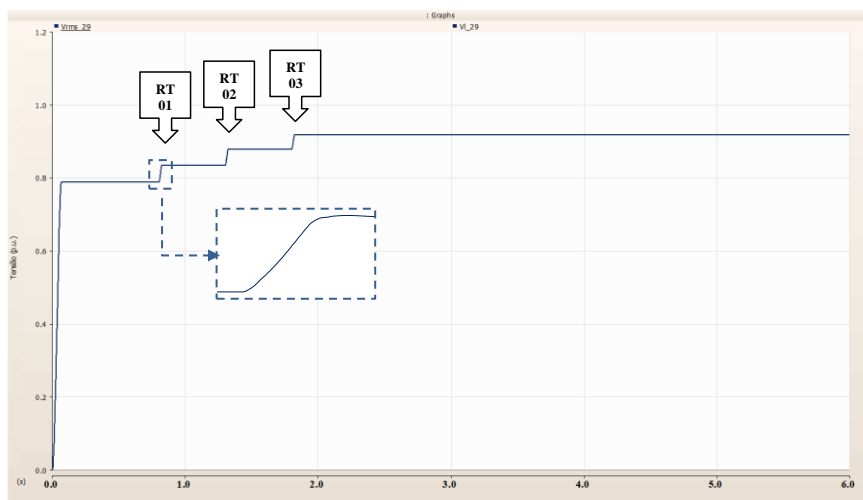


Figura 41 – Detalhes da variação de tensão RMS [p.u.] na barra 15 mediante às comutações dos tapes dos reguladores.

No quesito de tensão, os resultados comparativos entre as tensões nas barras equivalentes do PSCAD® e CYMDIST® constam na Tabela 14, com as variações mais significativas nas barras de saída dos reguladores de tensão:

Tabela 14 – Resultados comparativos entre as tensões nas barras equivalentes para as simulações realizadas no PSCAD® e no CYMDIST®.

Barra	Trecho	Tensão [p.u.] – PSCAD®	Tensão [p.u.] – CYMDIST®	Varição
0	0-1	1,015	1,015	0,000
1	0-1-2	0,985	0,956	-0,029
2	2-3	0,975	0,938	-0,037
3	3-4	1,036	1,015	-0,021
4	4-5	0,977	0,942	-0,035
5	5-6	1,038	1,025	-0,013
6	6-7	0,973	0,939	-0,034
7	7-8	1,034	1,021	-0,013
8	8-9	0,992	0,964	-0,028
9	-	0,940	0,938	-0,002
10	9-10	0,929	0,934	0,005
11	9-11	0,929	0,926	-0,003
12	11-12	0,921	0,923	0,002
13	11-13	0,926	0,922	-0,004
14	13-14	0,921	0,919	-0,002
15	13-15	0,918	0,915	-0,003

Pode-se verificar que existem diferenças entre os valores de tensão dos dois modelos, pois não é possível reproduzir a rede de forma fidedigna devido ao elevado número de barras do sistema real, aumentando a complexidade, inclusive, de convergência da simulação no PSCAD®. Porém, apesar das diferenças identificadas, considerou-se que essas não foram significativas a ponto de alterar o resultado. Com isso, o modelo pôde ser validado para o prosseguimento com as próximas etapas.

Adicionalmente, para a certificação de que a rede modelada estava coerente, a curva de corrente na barra 1 está próxima ao valor esperado de 183,0 A nominal, como consta na Figura 42:

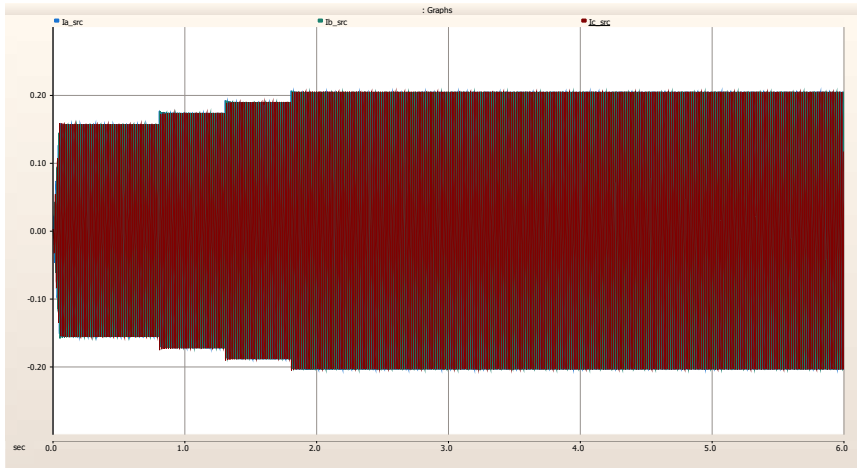


Figura 42 – Corrente [kA] por fase na barra 01 do sistema equivalente do PSCAD®.

b) Cenário 02: Caso Base com BCS

O cenário 02 representa o caso base do sistema de distribuição com a adição do BCS entre as barras 07 e 08. A modelagem no PSCAD® exigiu que fosse realizada uma conversão de unidades, de Reatância Capacitiva em Ohm para Capacitância em Faraday, para a inserção no componente do capacitor do software, conforme a equação (28):

$$X_C = \frac{2\pi f_{nom}}{C} \quad (28)$$

Onde:

X_C – Reatância capacitiva do capacitor [Ω];

f_{nom} – Frequência nominal [Hz];

C – Capacitância [F].

Resultando em:

$$14,94 = \frac{2 \times 3,14 \times 60}{C}$$

$$C = 0,00178 \text{ F} = 177,5 \mu\text{F}$$

Com isso, os resultados obtidos demonstraram ganhos de tensão são similares aos identificados no software CYMDIST®, além de não ter sido constatada nenhuma condição adversa de forma permanente com a simples entrada em operação do BCS, conforme o dimensionamento inicial. De acordo com a Figura 43, pode-se verificar o efeito do BCS, energizado em $t = 2,0s$, para a tensão de linha na barra 08, ponto mais próximo a jusante da instalação do BCS. Em comparação ao cenário 01, o ganho de tensão com a entrada em operação do BCS representou aproximadamente 4,5% de incremento na tensão do alimentador.

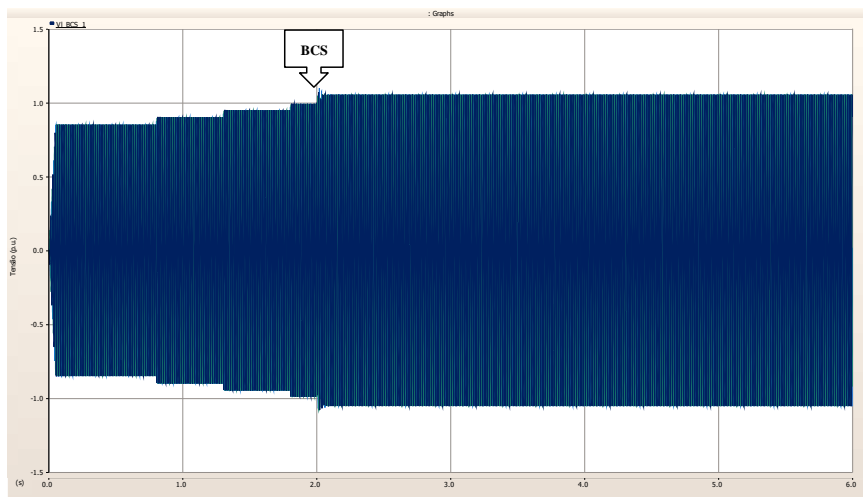


Figura 43 – Tensão de linha [p.u.] na barra 08 após a entrada em operação do BCS no sistema equivalente do PSCAD®.

Ao monitorar novamente o ponto de maior queda de tensão do alimentador, a barra 15, o resultado na Figura 44 demonstrou o incremento aproximado de 5,3% na tensão do alimentador, atingindo 0,97 p.u.:

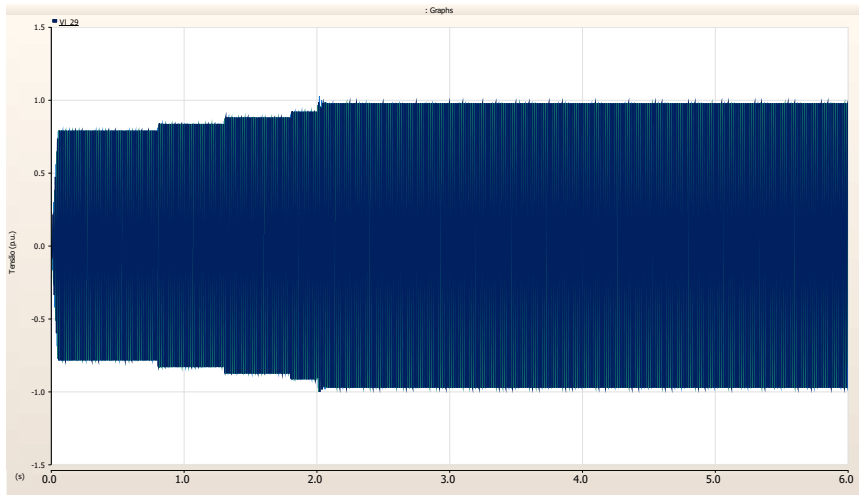


Figura 44 – Tensão de linha [p.u.] na barra 15 após a entrada em operação do BCS no sistema equivalente do PSCAD®.

Observe que a entrada em operação do BCS ocasiona uma sobretensão de 1,02 p.u. momentânea em uma das três fases, mas que é brevemente sanada, como demonstra a Figura 45.

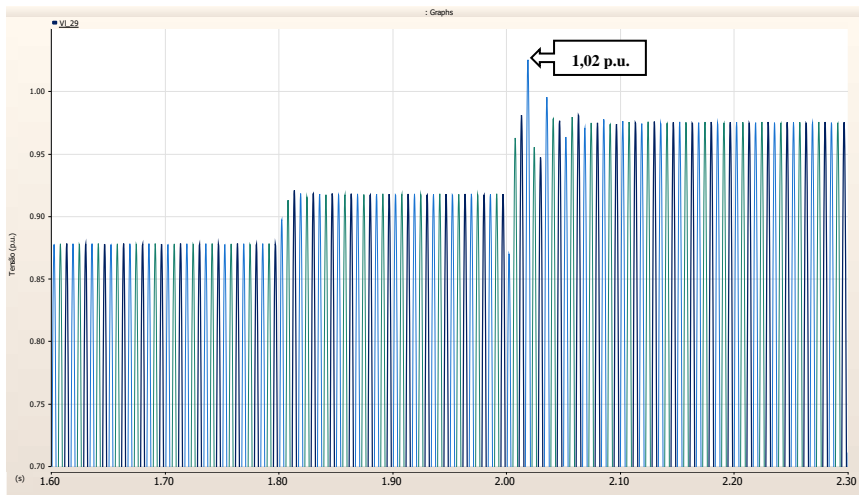


Figura 45 – Sobretensão de 1,02 p.u. momentânea em uma das três fases após a entrada em operação do BCS.

- Simulação de Contingência:

Em virtude do dinamismo e das possibilidades intrínsecas aos sistemas de distribuição quanto à ocorrência de defeitos, outra importante avaliação é a de episódios de contingências no circuito em questão. Diante disso, adicionalmente neste cenário, implementou-se uma condição de perda de carga com atuação de um equipamento de proteção, instalado entre as barras 9 e 11, com a abertura trifásica dos polos em 3,5 s.

O ponto escolhido para ser monitorado foi a barra 10 e os resultados demonstraram, conforme a Figura 46, a elevação de tensão após a ocorrência da contingência, caracterizando uma sobretensão permanente neste ponto de aproximadamente 1,18 p.u.

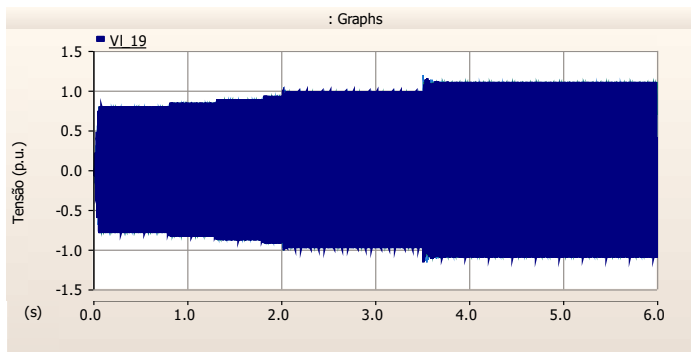


Figura 46 – Tensão de linha [p.u.] na barra 10 após a contingência em $t = 3,5$ s.

Por esse motivo, recomenda-se para a implementação do BCS que sejam consideradas algumas das seguintes opções:

- Instalações de equipamentos dotados de sistema de comunicação remoto nos pontos de entrada e saída do equipamento, de modo que o centro de controle consiga manusear os seus status, realizando o by-pass do BCS em caso de contingência para evitar a sobretensão;
- Instalação de algum dispositivo automático com lógica predefinida e um conjunto de TC e TP para o monitoramento constante dos valores de tensões e correntes, de modo que a inteligência utilizada seja capaz de retirar o equipamento de operação sem prejuízo aos consumidores do alimentador.

5.5.3 Simulações de ocorrência dos fenômenos adversos

Conforme verificado anteriormente, em condição de regime permanente, a eficácia da instalação do BCS no circuito em análise pôde ser comprovada com as simulações no CYMDIST® e posterior comprovação do modelo no PSCAD®. Neste tópico, o foco será em demonstrar como o sistema se comportará mediante os seguintes eventos indesejáveis que ocorrem em curtos períodos:

- Ferrorressonância devido ao chaveamento de carga em transformadores MT/BT;
- Ressonância subsíncrona ou Auto Excitação de Motores de Indução devido à partida de motor de indução.

Devido às características intrínsecas dos fenômenos, as simulações para as suas reproduções devem seguir todas as diretrizes previamente abordadas ao longo deste trabalho no âmbito dos transitórios eletromagnéticos no Capítulo 5 - .

5.5.3.1 Ferrorressonância

Existem algumas formas de prever o surgimento de condições ressonantes em circuitos elétricos. Neste caso, em específico, as simulações possuem como intuito identificar o fenômeno da ferrorressonância, decorrente de oscilações não-lineares de energia ressonante manifestadas entre unidades capacitivas e indutivas.

Para emular este efeito, modelou-se um transformador trifásico 13,8/0,22 kV, com características saturáveis típicas, para atender a uma carga de 0,25 MVA. Em cada uma das fases do transformador foi instalado um dispositivo de proteção para representar o funcionamento de chaves fusíveis monofásicas. A condição de ferrorressonância está susceptível a ocorrer em situações de chaveamentos das chaves monofásicas, mediante a algum tipo de defeito em suas zonas de proteção.

Sendo assim, as simulações foram realizadas conforme as descrições a seguir:

- Instalação de transformador 13,8/0,22 kV em 03 localizações diferentes:
 - Ponto 01: Barra 02;
 - Ponto 02: Barra 08;
 - Ponto 03: Barra 13.
- Eventos de chaveamento das fases descritos na Tabela 15:

Tabela 15 – Eventos de chaveamento simulados para a verificação da condição de ferrorressonância.

	t =0,0s	t =2,5s
Fase A	Fechado	Aberto
Fase B	Fechado	Fechado
Fase C	Fechado	Aberto

- a) Cenário 03: Chaveamento da chave fusível do transformador 13,8/0,22 kV (Ponto 01) – Com BCS

No cenário 03, conectou-se um transformador 13,8/0,22 kV, com potência nominal de 1,0 MVA, na barra 2 do sistema equivalente, a montante dos 03 RT's e do BCS. Supõe-se que o circuito opere em uma condição inicial de regime permanente a plena carga. Ao longo da simulação, em $t = 2,5$ s, sucede um defeito temporário nas fases A e C do lado secundário do transformador. Por esse motivo, no mesmo instante ocorre a operação de abertura das fases A e C das chaves fusíveis de proteção do transformador, com o objetivo de isolar o defeito.

Cabe destacar que, com base na característica de magnetização linear do transformador 13,8/0,22 kV considerada nos estudos realizados, pode-se identificar ou não o surgimento de alguma condição de ferrorressonância devido ao chaveamento. Ademais, os dados de magnetização adotados foram típicos para o equipamento dimensionado. Nos casos em que o intuito seja emular alguma condição específica e concreta, deve-se utilizar os dados reais de saturação conforme o catálogo do equipamento que será implementado em campo.

Outro ponto que influencia diretamente no resultado é o tipo de conexão dos enrolamentos do transformador. A depender do tipo de interconexão, há possibilidade de o neutro do sistema ser aterrado ou não aterrado. Contudo, os sistemas com neutros não aterrados são mais suscetíveis ao evento de ressonância discutido neste tópico. As conexões empregadas foram delta – estrela aterrado, reduzindo a possibilidade de ocorrência da ferrorressonância.

De acordo com os resultados da simulação, mediante à característica de magnetização linear do transformador utilizada no PSCAD®, não foram constatadas distorções que indicassem a presença de ferrorressonância no circuito em virtude do chaveamento realizado nas formas de onda de tensão ou sobretensões posteriormente ao evento de chaveamento nas fases A e C do lado secundário do transformador 13,8/0,22 kV

conectado na barra 02 no cenário com BCS, como demonstram as Figura 47, Figura 48 e Figura 49.

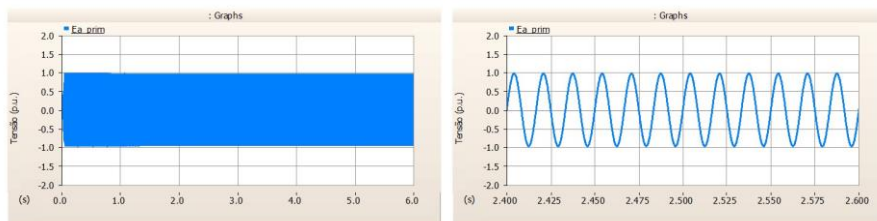


Figura 47 – Tensão fase-terra [p.u.] da fase A no terminal do lado primário do transformador 13,8/0,22 kV – evento de chaveamento ponto 01.

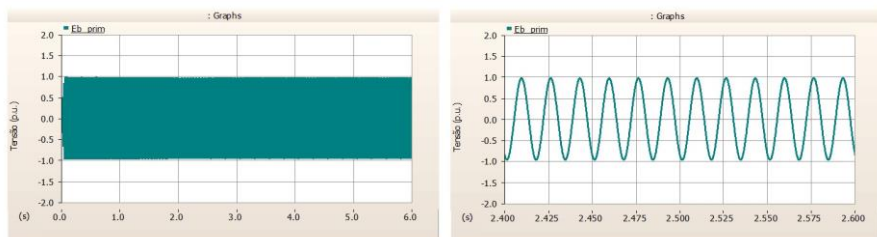


Figura 48 – Tensão fase-terra [p.u.] da fase B no terminal do lado primário do transformador 13,8/0,22 kV – evento de chaveamento ponto 01.

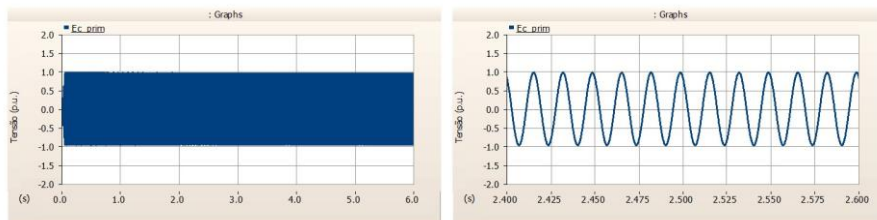


Figura 49 – Tensão fase-terra [p.u.] da fase C no terminal do lado primário do transformador 13,8/0,22 kV – evento de chaveamento ponto 01.

Além disso, a condição também pode ser verificada, vide a Figura 50, de acordo com a corrente instantânea que flui no lado primário do transformador no período posterior ao chaveamento, mantendo-se neste formato até o término dos 6,0 segundos de simulação.

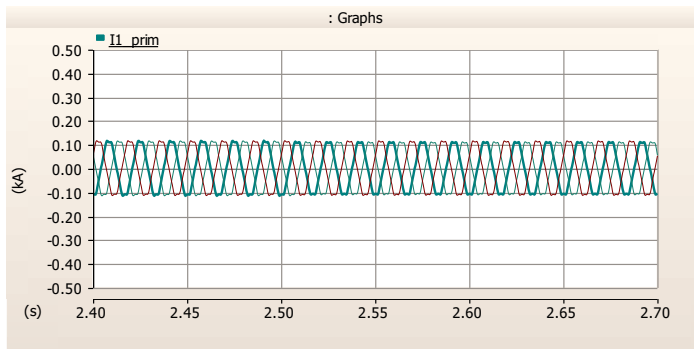


Figura 50 – Corrente instantânea de linha [kA] nas fases A, B e C do lado primário do transformador 13,8/0,22 kV – evento de chaveamento ponto 01.

No secundário do transformador, as tensões de fase e corrente de linha obtidas podem ser vistas na Figura 51.

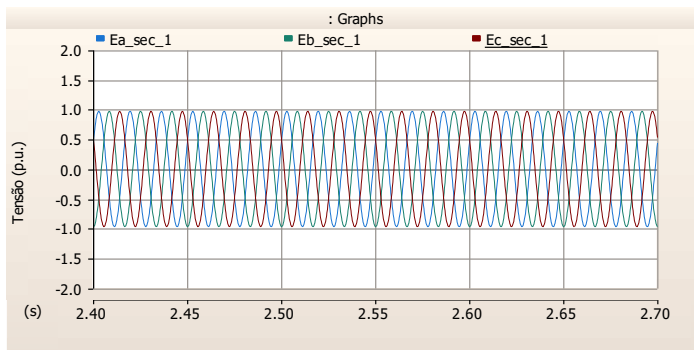


Figura 51 – Tensão fase-terra [p.u.] das fases A, B e C nos terminais lado secundário do transformador 13,8/0,22 kV – evento de chaveamento ponto 01.

Ao analisar a tensão nos terminais do BCS, constatou-se que as distorções no formato de onda de tensão também ocorreram, como demonstram os resultados das simulações nas Figura 52, Figura 53 e Figura 54.

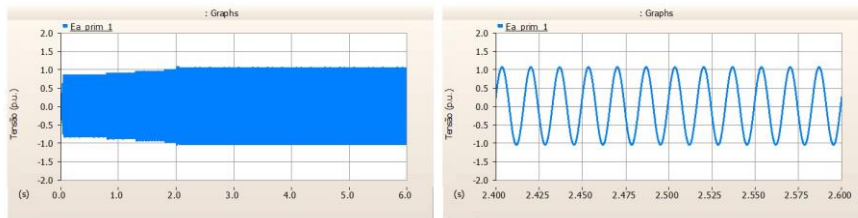


Figura 52 – Tensão fase-terra [p.u.] da fase A no terminal do BCS – evento de chaveamento ponto 01.

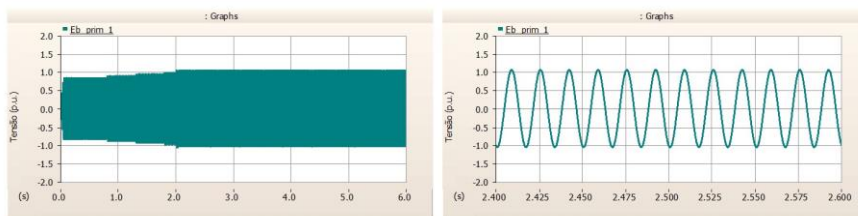


Figura 53 – Tensão fase-terra [p.u.] da fase B no terminal do BCS – evento de chaveamento ponto 01.

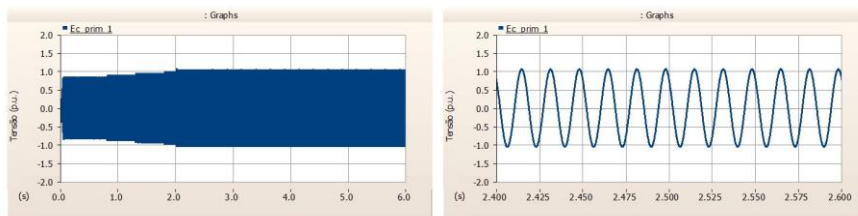


Figura 54 – Tensão fase-terra [p.u.] da fase C no terminal do BCS – evento de chaveamento ponto 01.

Como conclusão das análises realizadas no cenário 03, destaca-se a importância que a avaliação da condição de ferorrressonância possui como tomada de decisão para o prosseguimento da inserção do BCS no alimentador de exemplo do trabalho, assim como em outras ocasiões em que se vislumbra tal oportunidade. No entanto, os resultados demonstraram que, para as características do transformador utilizado em operação com o BCS, não ocorreram distorções de tensão ou corrente que indicassem a ferorrressonância.

b) Cenário 04: Chaveamento da chave fusível do transformador 13,8/0,22 kV (Ponto 02) – Com BCS

No cenário 04, conectou-se um transformador 13,8/0,22 kV, com potência nominal de 1,0 MVA, na barra 8 do sistema equivalente, a jusante dos 03 RT's e do BCS. Supõe-se que o circuito opere em uma condição inicial de regime permanente a plena carga. Ao longo da simulação, em $t = 2,5$ s, sucede um defeito temporário nas fases A e C do lado secundário do transformador. Por esse motivo, no mesmo instante ocorre a operação de abertura das fases A e C das chaves fusíveis de proteção do transformador, com o objetivo de isolar o defeito.

Cabe destacar que, com base na característica de magnetização linear do transformador 13,8/0,22 kV considerada nos estudos realizados, pode-se identificar ou não o surgimento de alguma condição de ferorressonância devido ao chaveamento. Ademais, os dados de magnetização adotados foram típicos para o equipamento dimensionado. Nos casos em que o intuito seja emular alguma condição específica e concreta, deve-se utilizar os dados reais de saturação conforme o catálogo do equipamento que será implementado em campo.

Outro ponto que influencia diretamente no resultado é o tipo de conexão dos enrolamentos do transformador. A depender do tipo de interconexão, há possibilidade de o neutro do sistema ser aterrado ou não aterrado. Contudo, os sistemas com neutros não aterrados são mais susceptíveis ao evento de ressonância discutido neste tópico. As conexões empregadas foram delta – estrela aterrado, reduzindo a possibilidade de ocorrência da ferorressonância.

De acordo com os resultados da simulação, mediante à característica de magnetização linear do transformador utilizada no PSCAD®, verificou-se distorção nas formas de onda de tensão posteriormente ao evento de chaveamento nas fases A e C do lado secundário do transformador 13,8/0,22 kV conectado na barra 8 no cenário com BCS. Os efeitos característicos da ferorressonância podem ser constatados nas Figura 55, Figura 56 e Figura 57, em virtude das distorções nas formas de onda e sobretensão de aproximadamente 1,5 p.u.

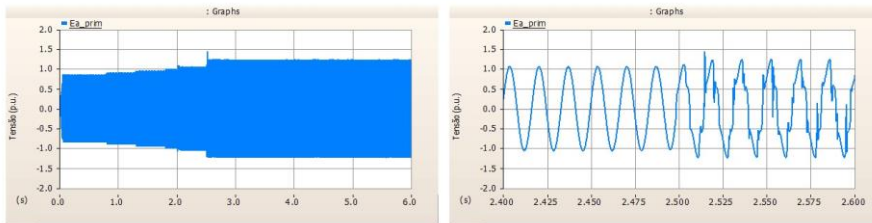


Figura 55 – Tensão fase-terra [p.u.] da fase A no terminal do lado primário do transformador 13,8/0,22 kV – evento de chaveamento ponto 02.

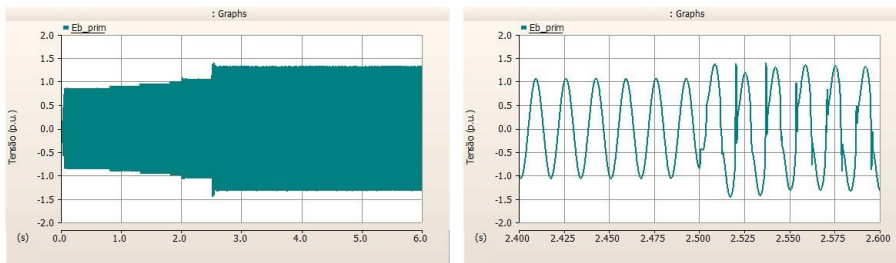


Figura 56 – Tensão fase-terra [p.u.] da fase B no terminal do lado primário do transformador 13,8/0,22 kV – evento de chaveamento ponto 02.

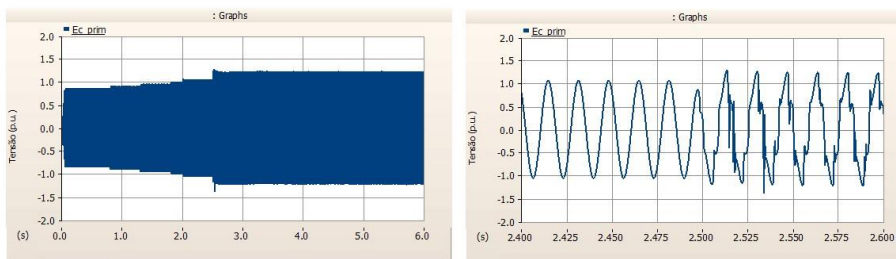


Figura 57 – Tensão fase-terra [p.u.] da fase C no terminal lado primário do transformador 13,8/0,22 kV – evento de chaveamento ponto 02.

Além disso, a condição também pode ser verificada, vide Figura 58, de acordo com a corrente instantânea que flui no lado primário do transformador no período posterior ao chaveamento, mantendo-se neste formato até o término dos 6,0 segundos de simulação.

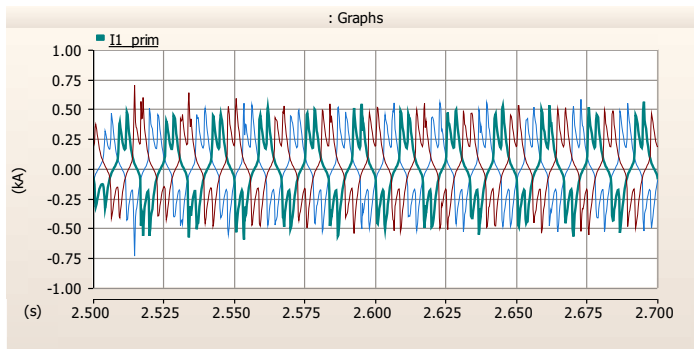


Figura 58 – Corrente instantânea de linha [kA] nas fases A, B e C do lado primário do transformador 13,8/0,22 kV – evento de chaveamento ponto 02.

Conforme esperado, como houve distorção da tensão no primário do transformador, o comportamento da tensão no lado secundário também apresentou indicativo de ocorrência de ferrorressonância, como demonstra a Figura 59.

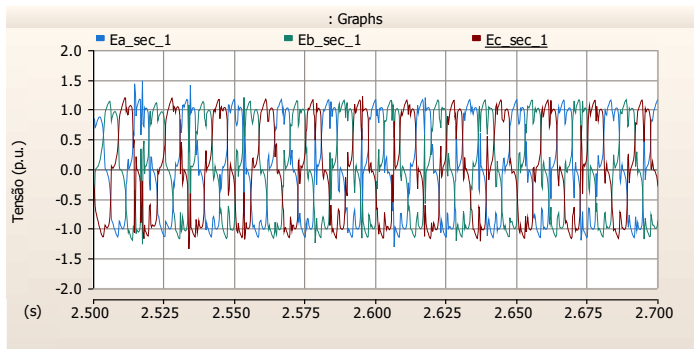


Figura 59 – Tensão fase-terra [p.u.] das fases A, B e C nos terminais lado secundário do transformador 13,8/0,22 kV – evento de chaveamento ponto 02.

Ao analisar a tensão nos terminais do BCS, constatou-se que as distorções no formato de onda de tensão também ocorreram, como demonstram os resultados das simulações nas Figura 60, Figura 61 e Figura 62.

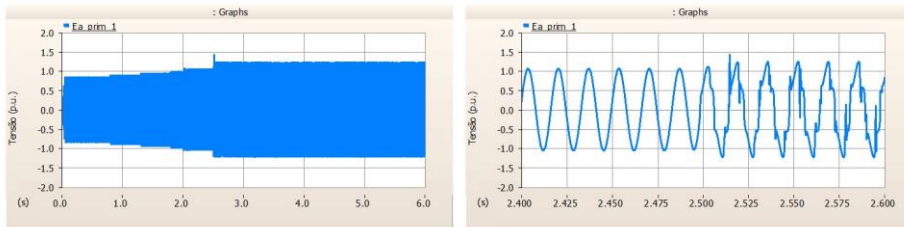


Figura 60 – Tensão fase-terra [p.u.] da fase A no terminal do BCS – evento de chaveamento ponto 02.

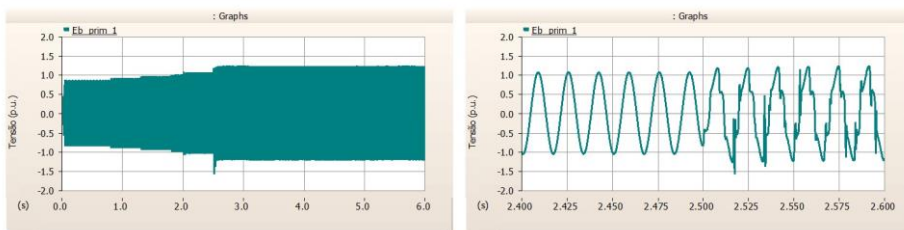


Figura 61 – Tensão fase-terra [p.u.] da fase B no terminal do BCS – evento de chaveamento ponto 02.

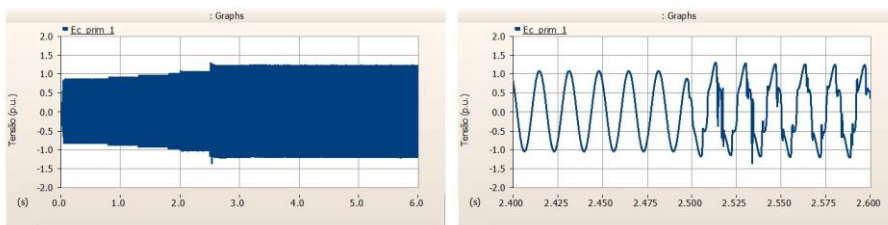


Figura 62 – Tensão fase-terra [p.u.] da fase C no terminal do BCS – evento de chaveamento ponto 02.

Como conclusão das análises realizadas no cenário 04, destaca-se a importância que a avaliação da condição de ferrossonância possui como tomada de decisão para o prosseguimento da inserção do BCS no alimentador de exemplo do trabalho, assim como em outras ocasiões em que se vislumbra tal oportunidade. Diante dos resultados obtidos, a operação do BCS em conjunto com o chaveamento do transformador 13,8/0,22 kV, para a característica de magnetização linear utilizada na simulação, tornou inviável a possibilidade

de instalação do BCS, sem ao menos adotar alguma medida de mitigação dos efeitos da ferorrressonância.

c) Cenário 05: Chaveamento da chave fusível do transformador 13,8/0,22 kV com BCS (Ponto 03) – Com BCS

No cenário 05, conectou-se um transformador 13,8/0,22 kV, com potência nominal de 1,0 MVA, na barra 13 do sistema equivalente, a jusante dos 03 RT's e do BCS. Supõe-se que o circuito opere em uma condição inicial de regime permanente a plena carga. Ao longo da simulação, em $t = 2,5$ s, sucede um defeito temporário nas fases A e C do lado secundário do transformador. Por esse motivo, no mesmo instante ocorre a operação de abertura das fases A e C das chaves fusíveis de proteção do transformador, com o objetivo de isolar o defeito.

Cabe destacar que, com base na característica de magnetização linear do transformador 13,8/0,22 kV considerada nos estudos realizados, pode-se identificar ou não o surgimento de alguma condição de ferorrressonância devido ao chaveamento. Ademais, os dados de magnetização adotados foram típicos para o equipamento dimensionado. Nos casos em que o intuito seja emular alguma condição específica e concreta, deve-se utilizar os dados reais de saturação conforme o catálogo do equipamento que será implementado em campo.

Outro ponto que influencia diretamente no resultado é o tipo de conexão dos enrolamentos do transformador. A depender do tipo de interconexão, há possibilidade de o neutro do sistema ser aterrado ou não aterrado. Contudo, os sistemas com neutros não aterrados são mais suscetíveis ao evento de ressonância discutido neste tópico. As conexões empregadas foram delta – estrela aterrado, reduzindo a possibilidade de ocorrência da ferorrressonância.

De acordo com os resultados da simulação, mediante à característica de magnetização linear do transformador utilizada no PSCAD[®], verificou-se leve distorção nas formas de onda de tensão posteriormente ao evento de chaveamento nas fases A e C do lado secundário do transformador 13,8/0,22 kV conectado na barra 13 no cenário com BCS, mas nenhuma sobretensão, como demonstram as Figura 63, Figura 64 e Figura 65.

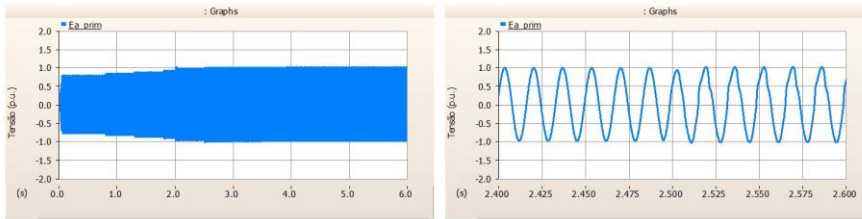


Figura 63 – Tensão fase-terra [p.u.] da fase A no terminal do lado primário do transformador 13,8/0,22 kV – evento de chaveamento ponto 03.

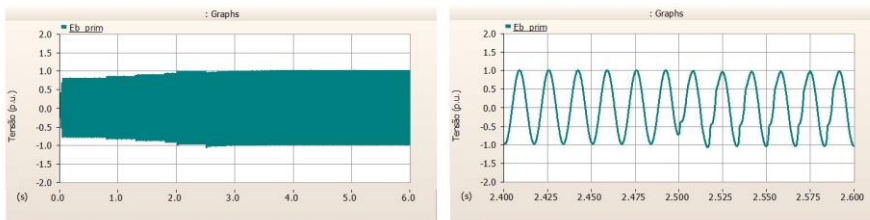


Figura 64 – Tensão fase-terra [p.u.] da fase B no terminal do lado primário do transformador 13,8/0,22 kV – evento de chaveamento ponto 03.

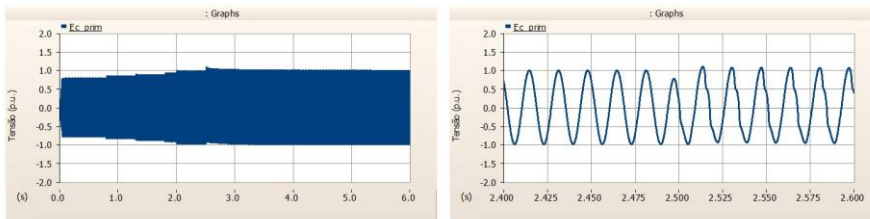


Figura 65 – Tensão fase-terra [p.u.] da fase C no terminal do lado primário do transformador 13,8/0,22 kV – evento de chaveamento ponto 03.

Além disso, a condição também pode ser verificada, vide a Figura 66, de acordo com a corrente instantânea que flui no lado primário do transformador no período posterior ao chaveamento, mantendo-se neste formato até o término dos 6,0 segundos de simulação.

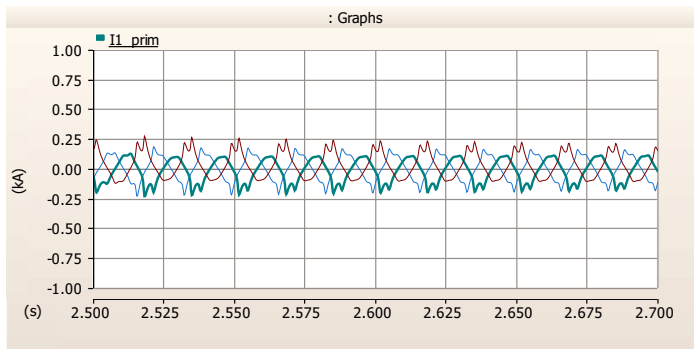


Figura 66 – Corrente instantânea de linha [kA] nas fases A, B e C do lado primário do transformador 13,8/0,22 kV – evento de chaveamento ponto 03.

Conforme esperado, nota-se uma distorção tênue na forma de onda da tensão no secundário do transformador, como demonstra a Figura 67.

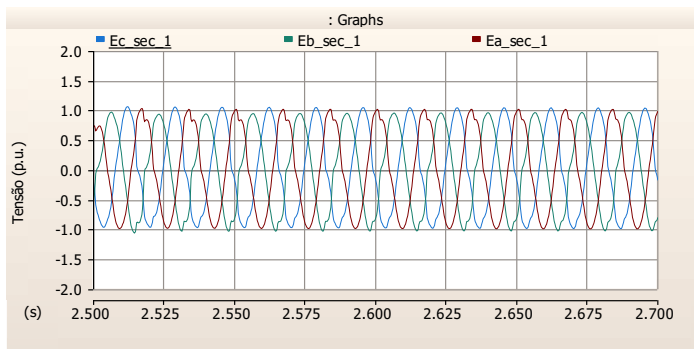


Figura 67 – Tensão fase-terra [p.u.] das fases A, B e C nos terminais lado secundário do transformador 13,8/0,22 kV – evento de chaveamento ponto 03.

Ao analisar a tensão nos terminais do BCS, constatou-se que as distorções no formato de onda de tensão também ocorreram, como os resultados nas Figura 68, Figura 69 e Figura 70.

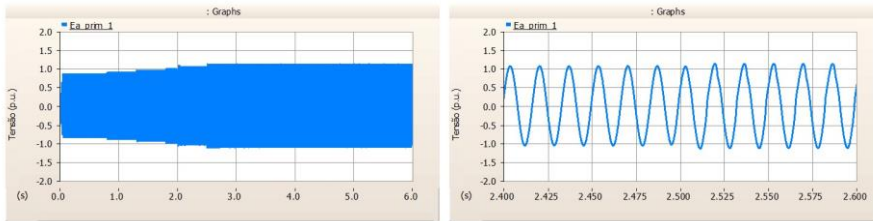


Figura 68 – Tensão fase-terra [p.u.] da fase A no terminal do BCS – evento de chaveamento ponto 03.

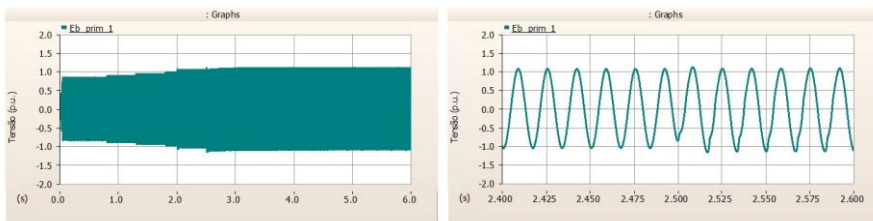


Figura 69 – Tensão fase-terra [p.u.] da fase B no terminal do BCS – evento de chaveamento ponto 03.

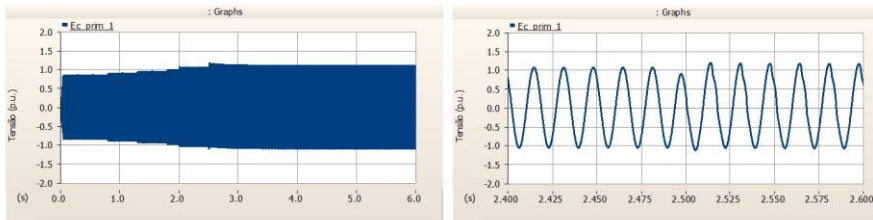


Figura 70 – Tensão fase-terra [p.u.] da fase C no terminal do BCS – evento de chaveamento ponto 03.

Como conclusão das análises realizadas no cenário 05, destaca-se a importância que a avaliação da condição de ferorrressonância possui como tomada de decisão para o prosseguimento da inserção do BCS no alimentador de exemplo do trabalho, assim como em outras ocasiões em que se vislumbra tal oportunidade. Diante dos resultados obtidos, a operação do BCS em conjunto com o chaveamento do transformador 13,8/0,22 kV, para a característica de magnetização linear utilizada na simulação, tornou inviável a possibilidade de instalação do BCS, sem ao menos adotar alguma medida de mitigação dos efeitos da ferorrressonância.

d) Considerações gerais – Simulações de Ferrorressonância

De acordo com os resultados das simulações de ferrorressonância, constatou-se que, além da importância que a curva de magnetização do transformador saturável MT/BT possui para determinar o surgimento ou não do fenômeno, a localização deste equipamento ao longo do circuito também é determinante, visto que nos 03 cenários as características magnetizáveis dos transformadores foram iguais. Entretanto, somente nos pontos 02 e 03, a jusante do BCS, as distorções das formas de onda de corrente e tensão foram identificadas.

Diante dos resultados obtidos, a operação do BCS em conjunto com o chaveamento do transformador 13,8/0,22 kV, para a característica de magnetização linear utilizada na simulação, tornou inviável a possibilidade de instalação do BCS, sem ao menos adotar alguma medida de mitigação dos efeitos da ferrorressonância. Em vista disso, deve-se prosseguir para a etapa 06 do item 4.6.

5.5.3.2 Ressonância Subsíncrona ou Auto Excitação de Motores de Indução

Conforme mencionado em capítulos anteriores, caso existam motores de indução antigos ou novos no circuito com BCS, torna-se necessária a avaliação sobre a possibilidade de auto excitação durante a partida das máquinas, provenientes de oscilações subsíncronas. Os distúrbios eletromagnéticos podem degradar o desempenho de equipamentos e/ou sistema elétricos, a depender do nível do evento e limite dos elementos que compõem a rede. Por isso, é importante identificar quando ocorrem e impedir que aconteçam, se possível.

O evento de partida de motores pode se tornar um período crítico de operação dos circuitos, visto que o momento da partida requer uma elevada potência reativa. Tal criticidade pode ser ainda mais severa caso as partidas sejam realizadas de forma direta, sem nenhum método auxiliar para reduzir as altas correntes que surgem. Os valores de correntes elevadas permanecem dessa forma até que seja atingida a velocidade de operação. Nesse momento, a corrente tende a reduzir e o sistema se torna novamente estável, inclusive com o aumento da tensão no PCC em relação ao período completo de partida.

Nesta seção, a condição de SSR IGE poderá ocorrer mediante a inserção de compensação série fixa no circuito. As oscilações subsíncronas acontecem porque o campo elétrico do sistema com o BCS em operação pode interagir com campo magnético dos MITs,

podendo resultar em um circuito ressonante série. Esta situação possui maior probabilidade de ocorrência em casos de sobre compensação da linha, visto que, em determinado modo de acionamento dos motores de indução, há potencial para o surgimento de ressonância entre a reatância indutiva das máquinas e a reatância capacitiva do sistema.

Dessarte, para alimentadores dotados de motores em sistemas série compensado, devem ser realizados estudos dos transitórios, considerando a energização dos motores, para verificar a possibilidade da ocorrência de ressonância subsíncrona. Nesse sentido, este item irá apresentar as simulações realizadas, considerando as seguintes premissas:

- i. Partida de motor de indução com as características da Tabela 16:

Tabela 16 – Dados do motor de indução utilizados na simulação do PSCAD®.

MOTOR	
Potência nominal [kW]	415
Tensão nominal [kV]	4,0
Fator de Potência [%]	83,0
Frequência [Hz]	60
Velocidade angular [rad/s]	377,0
Momento de Inércia [kgm ²]	56,7
Rendimento [%]	80,0

- ii. PCC: barra 08;
- iii. Energização do motor em $t = 2,5s$, com o fechamento das três fases do disjuntor que fornece energia ao motor.

Ao aplicar a fórmula indicada na equação (25), conclui-se que para o cenário com apenas um motor de 0,5 MVA o estudo de partida de motor poderia ser dispensado, enquanto para o caso com dois motores de 0,5 MVA o estudo se faz necessário, conforme resume a Tabela 17.

Tabela 17 – Aplicação do critério de identificação de cargas potencialmente perturbadoras.

S_n [MVA]	Quantidade [unid.]	S_{cc} [VA]	$\frac{B \times S_n}{S_{cc}} \times 100 \geq 5\%$ [%]	Conclusão
0,5	01	13.767,7	2,90	Sem necessidade de estudos de partida de motores
0,5	02	13.767,7	5,80	Necessidade de estudos partida de motores

Para confirmar a confiabilidade deste critério, serão elaborados os estudos de partida de motores para ambos os cenários.

Sendo assim, de posse das informações supracitadas, foram realizadas as simulações no PSCAD®:

e) Cenário 06: Partida direta de motor de indução 0,5 MVA – Sem BCS

Neste primeiro caso, no instante $t = 2,5$ s em que os 03 polos do disjuntor se fecham para alimentar o motor de indução, há o aumento da corrente inicial consumida pela máquina, com valores superiores a 0,42 kA. Pela Figura 71, pode-se verificar que a corrente inicial consumida pela máquina atingiu a um patamar próximo à relação de 6 vezes a corrente nominal.

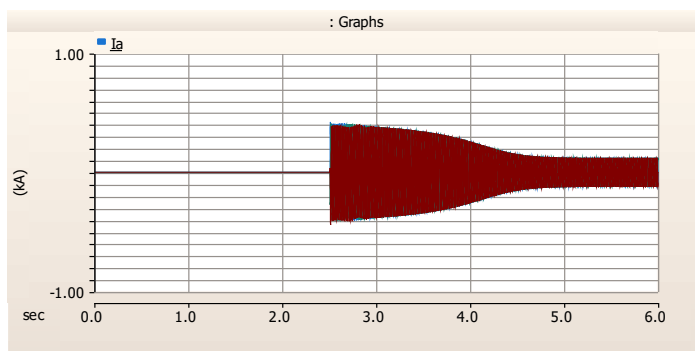


Figura 71 – Corrente de linha [kA] de alimentação do motor 0,5 MVA.

Assim como verificado com a corrente, os valores de potências ativas e reativas exigidos e mensurados no PCC foram elevados, variando entre 0,7 MW e 0,92 Mvar de potência ativa e reativa respectivamente, conforme demonstrado na Figura 72.

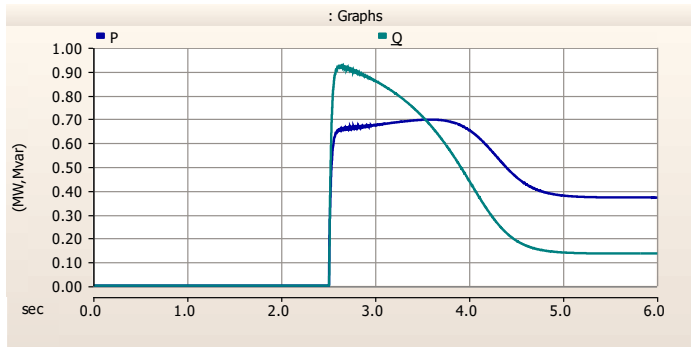


Figura 72 – Potência Ativa [MW] e Potência Reativa [Mvar] no PCC necessária na partida direta do motor de 0,5 MVA.

Com relação à velocidade da máquina, percebe-se na Figura 73 o aumento gradativo da velocidade até a estabilização dessa para um valor inferior à velocidade síncrona, de aproximadamente 0,92 p.u. Ademais, os comportamentos dos torques elétricos e mecânicos do motor de indução podem ser vistos na Figura 74.

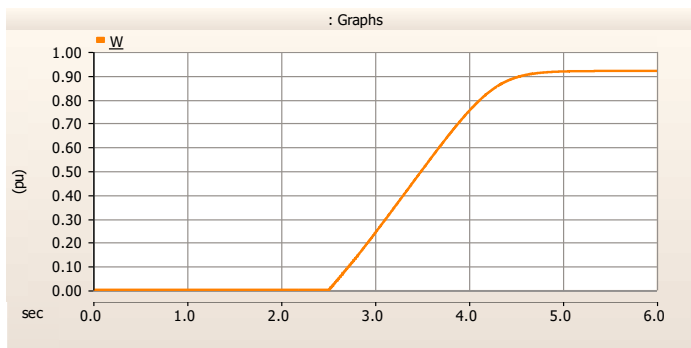


Figura 73 – Desempenho da velocidade [p.u.] do motor de 0,5 MVA durante a partida.

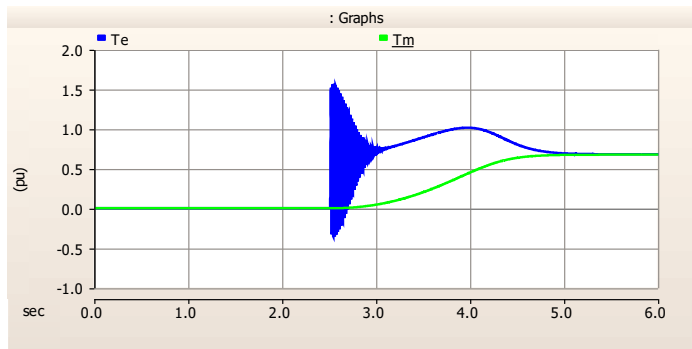


Figura 74 - Desempenho do torque elétrico e mecânico [p.u.] do motor de 0,5 MVA durante a partida.

Ao analisar o ponto com a maior queda de tensão do alimentador (Barra 15) na Figura 75, percebe-se que a partida direta do motor ocasiona uma variação de tensão de 0,15 p.u. ($\Delta V = 0,15$ p.u.) entre o momento pré-partida e o início da partida no PCC. Cabe destacar que, em relação à tensão base do alimentador, a tensão medida neste momento equivale a 0,77 p.u., excedendo consideravelmente, pelo período aproximado de 2,5 s, o limite regulatório de tensão aceitável no Brasil.

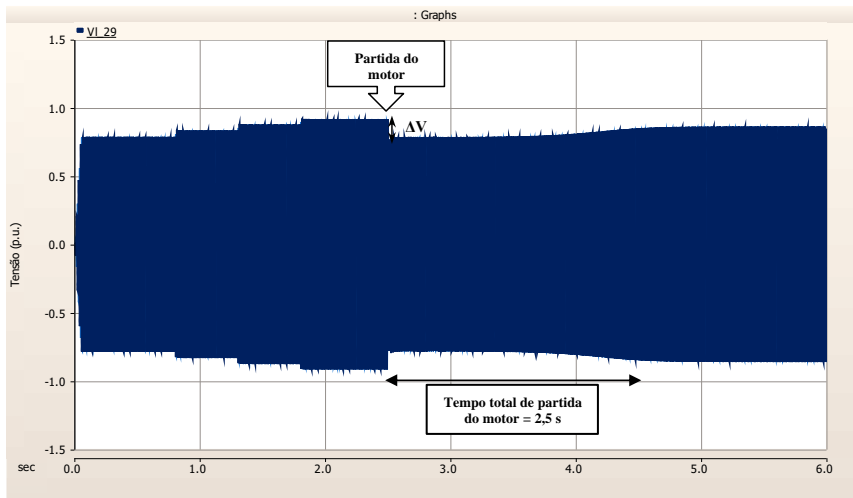


Figura 75 - Tensão de linha [p.u.] na barra 15 durante a partida do motor de 0,5 MVA no sistema equivalente do PSCAD®.

Com relação à tensão no PCC do motor de indução, a Figura 76 demonstra a tensão de fase, em p.u., para os eventos simulados.

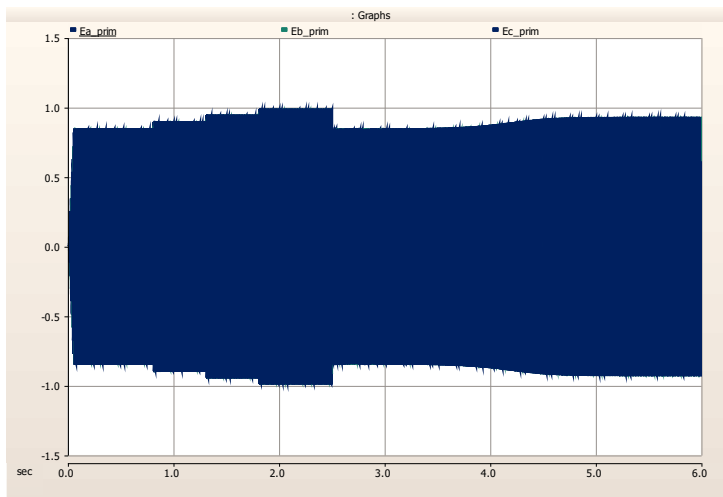


Figura 76 - Tensão de linha [p.u.] na barra 15 durante a partida do motor de 0,5 MVA no sistema equivalente do PSCAD®.

Devido às características particulares de cada circuito elétrico, quanto menor a robustez que esses possuem, mais problemas severos relacionados às variações de tensão ocorrerão. Ademais, como conclusão da análise do cenário 06, tem-se que a partida do motor de 0,5 MVA no alimentador de estudo não foi possível devido à subtensão severa identificada, principalmente porque, em regime permanente, o circuito já apresentava criticidades de tensão.

f) Cenário 07: Partida direta de motor de indução 0,5 MVA – Com BCS

Como descrito ao longo do cenário 06, no momento da partida direta, o motor de indução requer uma energia reativa muito elevada para tornar bem-sucedida a tarefa de operar de forma plena. Com o intuito de proporcionar o suporte de reativo necessário nesta etapa, realizou-se a simulação da rede de distribuição contendo o BCS em funcionamento durante a partida direta do motor de 0,5 MVA, sendo esse o cenário 04.

Neste cenário, a máxima corrente de linha verificada foi de 0,5 kA, conforme a Figura 77.

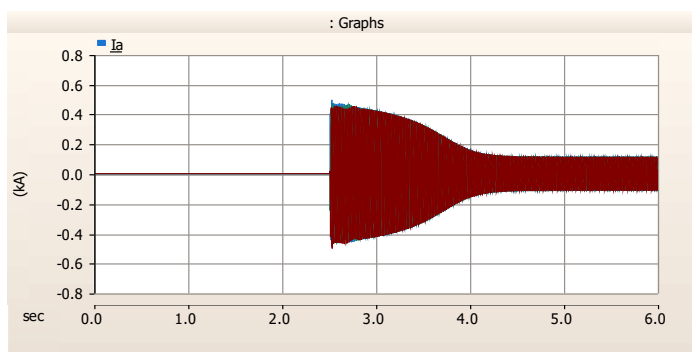


Figura 77 - Corrente de linha [kA] de alimentação do motor 0,5 MVA.

Assim como verificado com a corrente, os valores de potências ativas e reativas necessários para a partida do motor foram elevados, chegando a potências de 0,86 MW e 1,2 Mvar, respectivamente, conforme demonstrado na Figura 78.

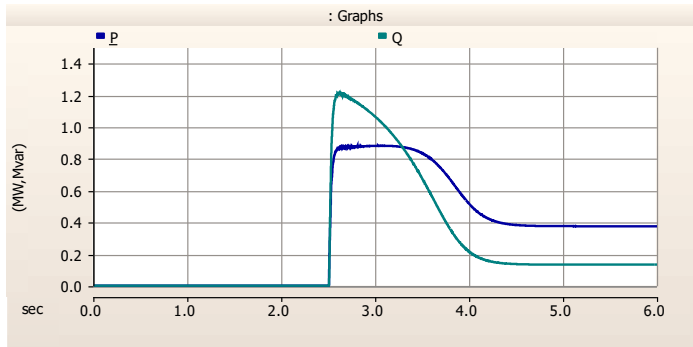


Figura 78 - Potência Ativa [MW] e Potência Reativa [Mvar] no PCC necessária na partida direta do motor de 0,5 MVA.

Porém, note na Figura 79 que a energia reativa necessária é suprida parcialmente pelo BCS e não mais pela fonte do alimentador.

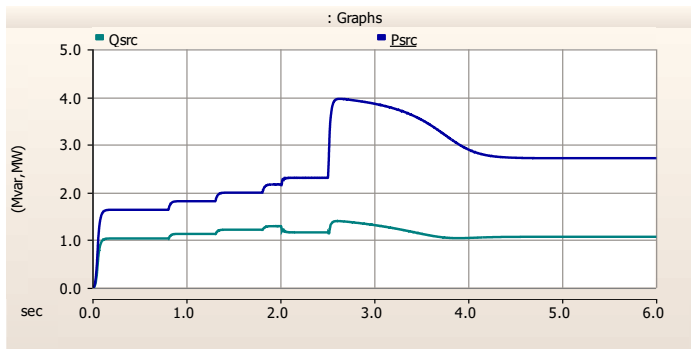


Figura 79 - Potência Ativa [MW] e Potência Reativa [Mvar] verificada no barramento de saída do alimentador.

A variação da velocidade de aceleração do motor de indução basicamente se manteve como o verificado no cenário 06, assim como o torque mecânico. Apenas o torque elétrico apresentou um leve aumento em relação ao cenário sem BCS. Tais resultados podem ser vistos nas Figura 80 e Figura 81.

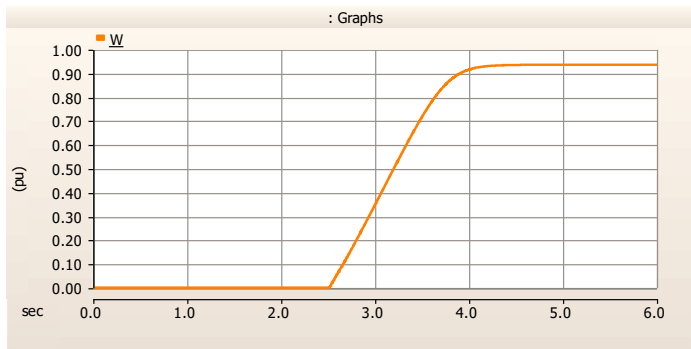


Figura 80 - Desempenho da velocidade [p.u.] do motor de 0,5 MVA durante a partida.

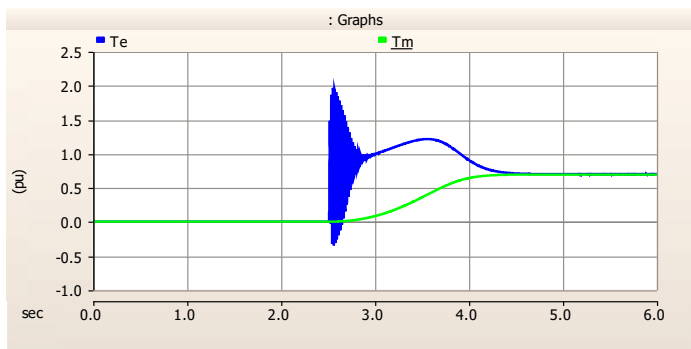


Figura 81 - Desempenho do torque elétrico e mecânico [p.u.] do motor de 0,5 MVA durante a partida.

Ao analisar o ponto com a maior queda de tensão do alimentador (Barra 15) na Figura 82, percebe-se que a partida direta do motor ocasiona uma variação de tensão de 0,08 p.u. ($\Delta V = 0,08$ p.u.) entre o momento pré-partida e o início da partida no PCC. Cabe destacar que, em relação à tensão base do alimentador, a tensão medida neste momento equivale a 0,93 p.u., pelo período aproximado de 1,7 s, estando dentro do limite regulatório de tensão aceitável no Brasil.

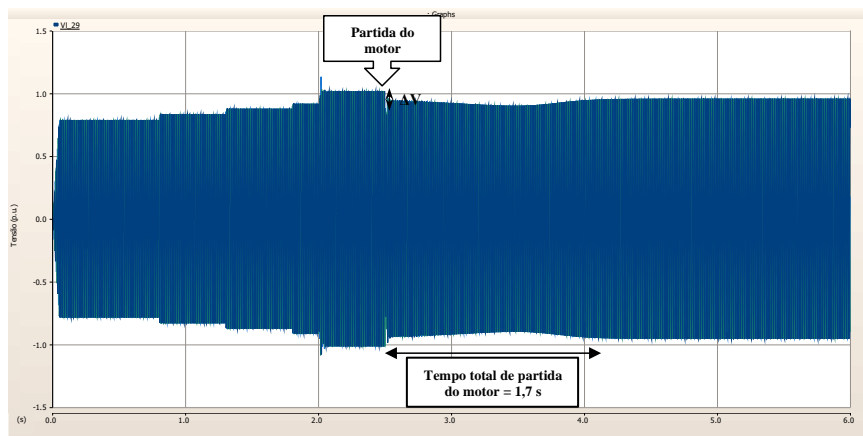


Figura 82 - Tensão de linha [p.u.] na barra 15 durante a partida do motor de 0,5 MVA com BCS no sistema equivalente do PSCAD®.

Entretanto, como ponto de atenção, nota-se a ocorrência de leves oscilações de tensão de elevada magnitude e transitórias com a operação do BCS, atingindo o valor de 1,07 p.u., mas brevemente sanada, de acordo com a Figura 83:

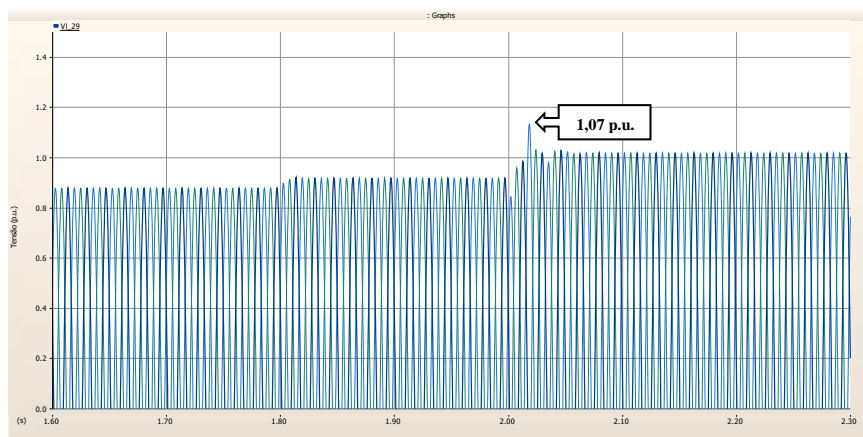


Figura 83 – Sobretensão verificada durante a entrada em operação do BCS.

Com relação à tensão no PCC do motor de indução, a Figura 84 demonstra a tensão de fase, em p.u., para os eventos simulados. A condição pós partida completa do motor de 0,5 MVA com BCS se mantém próximo a 1,0 p.u. de tensão de fase.

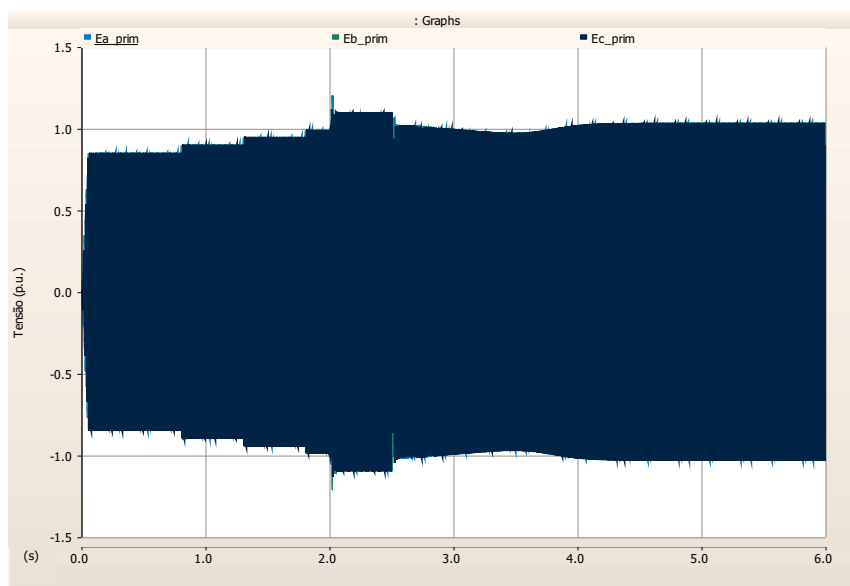


Figura 84 - Tensão de linha [p.u.] na barra 15 durante a partida do motor de 0,5 MVA com BCS no sistema equivalente do PSCAD®.

Por fim, como análise do cenário 07, tem-se que a partida do motor de 0,5 MVA no alimentador de estudo obteve sucesso ao considerar a condição com o BCS em operação, visto que esse foi capaz de suprir a necessidade de potência reativa de forma instantânea solicitada pela máquina, mantendo os níveis de tensão na faixa do limite regulatório.

g) Cenário 08: Partida direta de dois motores de indução 2x0,5 MVA – Sem BCS

Semelhantemente ao cenário 07, no instante $t = 2,5$ s em que os 03 polos do disjuntor se fecham para alimentar o motor de indução nesta simulação. A principal diferença entre os dois casos o incremento de mais um motor com as mesmas características do cenário 03, que totalizando a potência de 1,0 MVA. Constata-se que há o aumento da corrente inicial consumida pelas máquinas, com valores próximos a 0,70 kA. Pela Figura 85, pode-se

verificar que a corrente inicial consumida no total por ambas as máquinas atingiu um patamar próximo à relação de 3,9 vezes a corrente máxima em regime permanente do circuito.

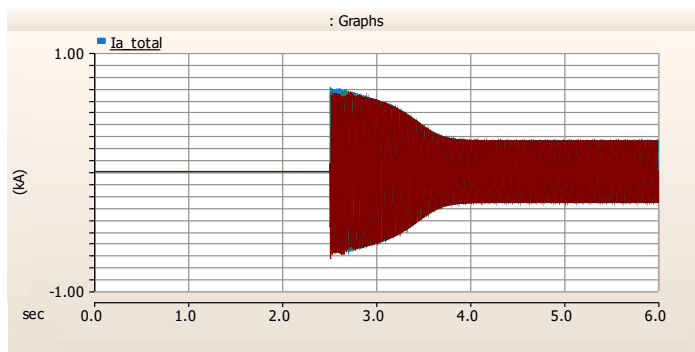


Figura 85 - Corrente de linha [kA] de alimentação dos motores de 0,5 MVA.

Assim como verificado com a corrente, os valores de potências ativas e reativas exigidos e mensurados no PCC foram elevados, variando entre 0,90 MW e 1,34 Mvar (FP = 0,55 p.u.) de potência ativa e reativa respectivamente, conforme demonstrado na Figura 86.

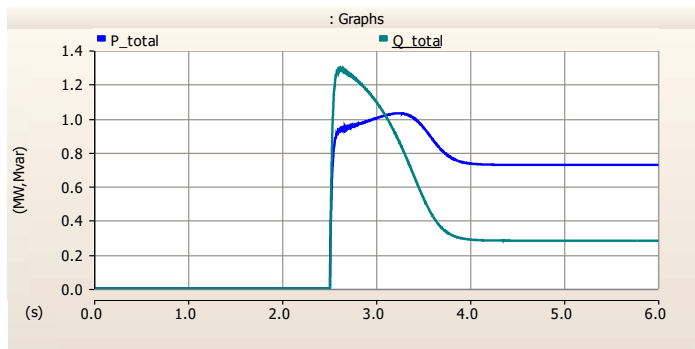


Figura 86 - Potência Ativa [MW] e Potência Reativa [Mvar] no PCC necessária na partida direta dos motores de 0,5 MVA.

Com relação à velocidade da máquina, percebe-se na Figura 87 o aumento gradativo da velocidade até a estabilização dessa para um valor inferior à velocidade síncrona, de aproximadamente 0,90 p.u. Ademais, os comportamentos dos torques elétricos e mecânicos do motor de indução podem ser vistos na Figura 88.

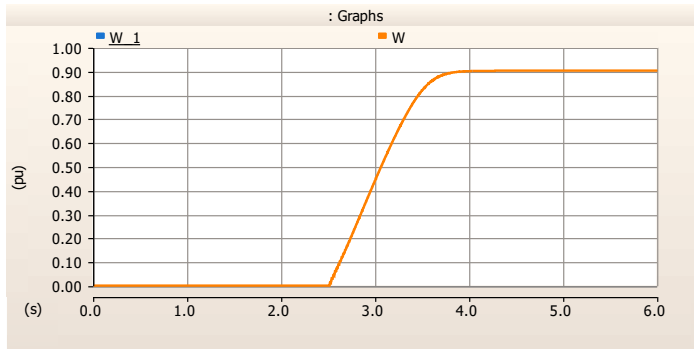


Figura 87 - Desempenho das velocidades [p.u.] dos dois motores de 0,5 MVA durante a partida.

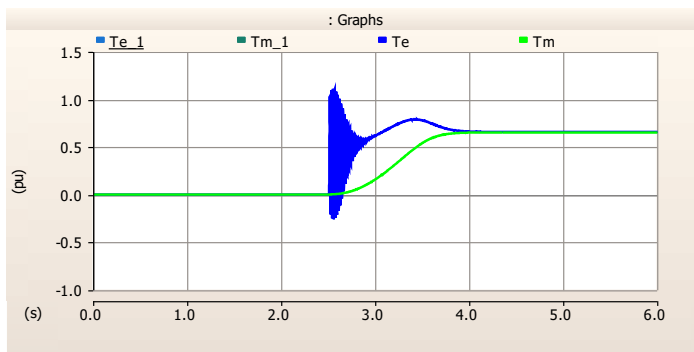


Figura 88 - Desempenho dos torque elétricos e mecânicos [p.u.] dos dois motores de 0,5 MVA durante a partida.

Ao analisar o ponto com a maior queda de tensão do alimentador (Barra 15) na Figura 89, percebe-se que as partidas diretas dos motores ocasionam uma variação de tensão de 0,24 p.u. ($\Delta V = 0,24$ p.u.) entre o momento pré-partida e o início da partida no PCC. Cabe destacar que, em relação à tensão base do alimentador, a tensão medida neste momento equivale a 0,70 p.u., excedendo consideravelmente, pelo período aproximado de 1,4 s, o limite regulatório de tensão aceitável no Brasil.

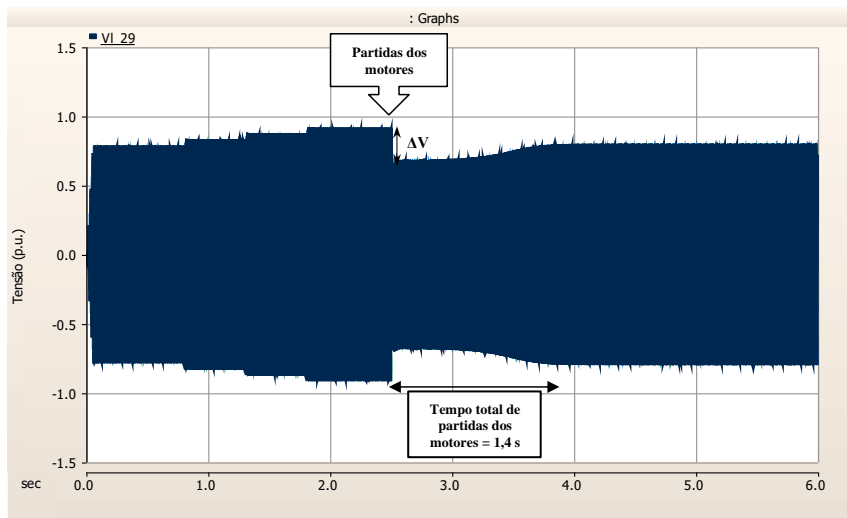


Figura 89 - Tensão de linha [p.u.] na barra 15 durante a partida dos motores de 0,5 MVA sem BCS no sistema equivalente do PSCAD®.

Com relação à tensão no PCC do motor de indução, a Figura 90 demonstra a tensão de fase, em p.u., para os eventos simulados. A condição pós partida completa dos dois motores de 0,5 MVA com BCS se mantém próximo a 0,87 p.u. de tensão de fase.

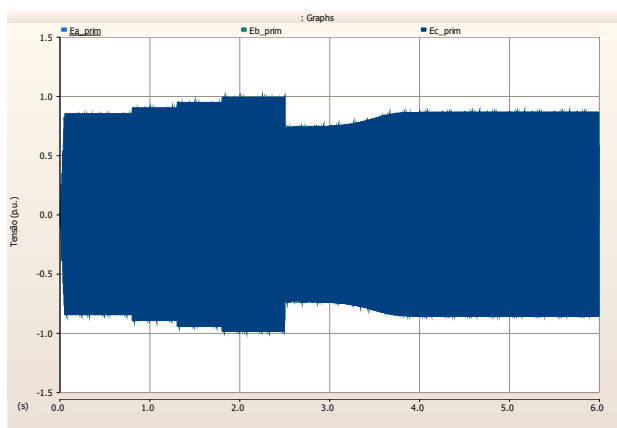


Figura 90 - Tensão de linha [p.u.] na barra 15 durante a partida dos dois motores de 0,5 MVA sem BCS no sistema equivalente do PSCAD®.

Diante das simulações realizadas e resultados obtidos, como conclusão da análise do cenário 08, tem-se que a partida dos dois motores de 0,5 MVA no alimentador de estudo foram inviáveis devido à subtensão severa identificada.

h) Cenário 09: Partida direta de dois motores de indução 2x0,5 MVA – Com BCS

Ao inserir o BCS no sistema do cenário 09, o intuito será verificar se haverá suporte de reativo suficiente no momento de partida direta dos dois motores de indução de 0,5 MVA cada, visto que no cenário 05 as quedas de tensões que surgiram não são admissíveis.

Neste cenário, a máxima corrente de linha verificada foi de 0,78 kA, conforme a Figura 91. Porém, na simulação ficou evidenciada a não estabilização dos parâmetros elétricos posteriormente à partida do motor.

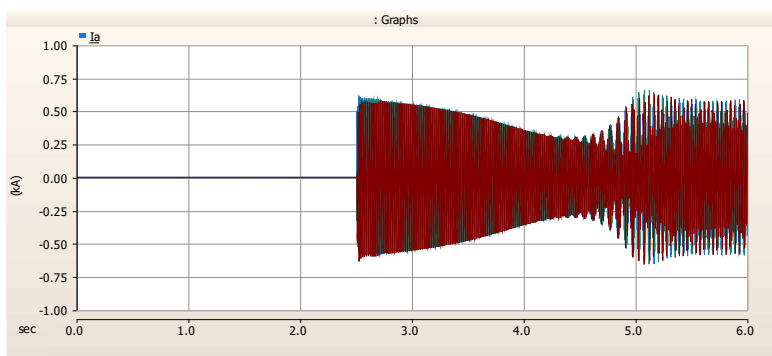


Figura 91 - Corrente de linha [kA] de alimentação dos motores de 0,5 MVA.

Assim como verificado com a corrente, os valores de potências ativas e reativas atingiram os picos de 1,56 MW e 1,2 Mvar, respectivamente, conforme demonstrado na Figura 92. No entanto, a condição de ressonância do circuito inicia no tempo de 3,5s e permanece até o período final da simulação.

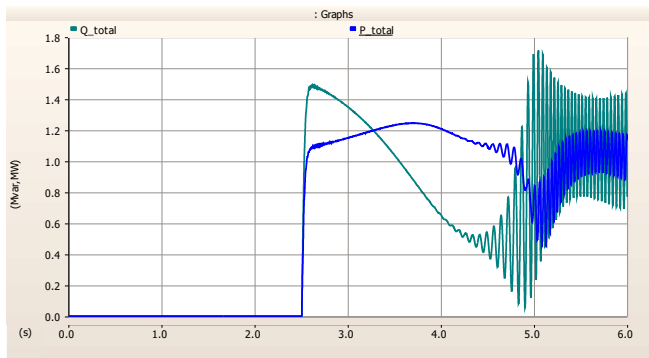


Figura 92 - Potência Ativa [MW] e Potência Reativa [Mvar] no PCC necessária na partida direta dos motores de 0,5 MVA.

Porém, note que a energia reativa necessária é suprida parcialmente pelo BCS e não mais pela fonte do alimentador, vide a Figura 93.

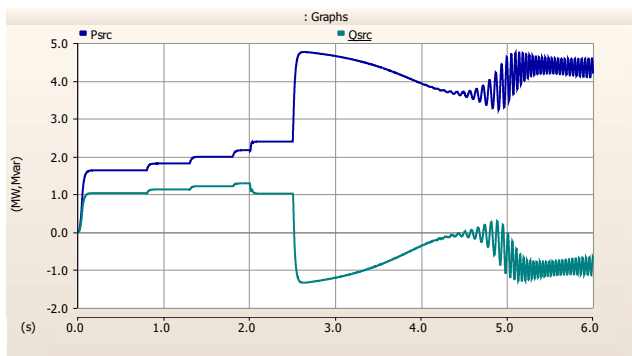


Figura 93 - Potência Ativa [MW] e Potência Reativa [Mvar] verificadas no barramento de saída do alimentador.

Todas as condições de oscilações e ressonâncias demonstradas nos resultados de corrente, potência ativa e reativa, também ocorreram para a velocidade de rotação do motor, torque elétrico e mecânico, como exemplificado nas Figura 94 e Figura 95.

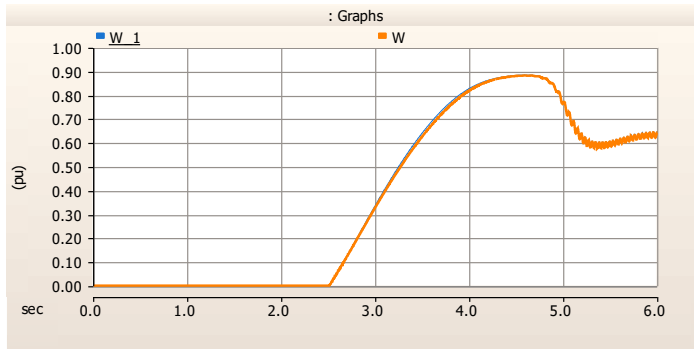


Figura 94 - Desempenho das velocidades [p.u.] dos dois motores de 0,5 MVA durante a partida.

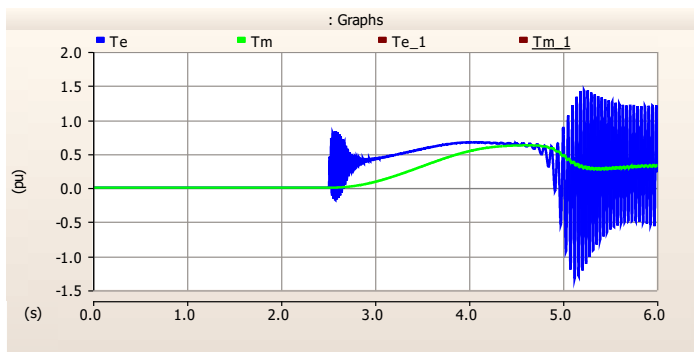


Figura 95 - Desempenho dos torque elétricos e mecânicos [p.u.] dos dois motores de 0,5 MVA durante a partida.

Como o esperado, os níveis de tensão não se estabilizaram na Barra 15 como demonstra a Figura 96, assim como em todas as outras barras do sistema.

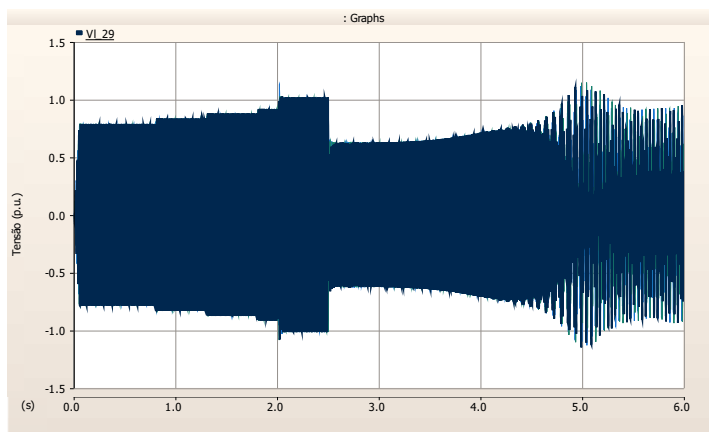


Figura 96 - Tensão de linha [p.u.] na barra 15 durante a partida dos motores de 0,5 MVA com BCS no sistema equivalente do PSCAD®.

Com relação à tensão no PCC do motor de indução, a Figura 97 demonstra a tensão de fase para os eventos simulados.

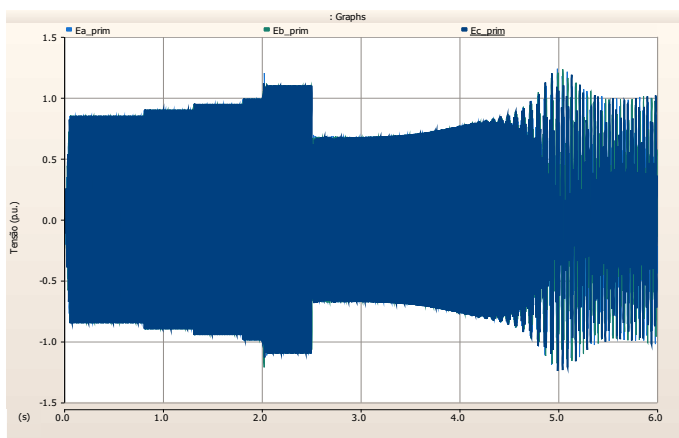


Figura 97 - Tensão de linha [p.u.] na barra 15 durante a partida dos dois motores de 0,5 MVA com BCS no sistema equivalente do PSCAD®.

Como conclusão para a simulação realizada no cenário 09, pode-se dizer que as interações entre reatâncias indutivas e capacitâncias ocasionaram uma condição de ressonância subsíncrona na operação do motor de indução de 1,0 MVA, com consequente

colapso do alimentador neste cenário. Verifica-se que a tensão no ponto de análise apresenta uma condição de instabilidade e não normaliza posteriormente à partida do motor de indução de 1,0 MVA com o BCS em operação.

Sendo assim, constata-se que o BCS não foi eficaz para fornecer o reativo necessário para o cenário estudado, dependendo da potência do motor. Este é um ponto de atenção relevante, considerando que, apesar da subtensão existente no cenário 08 para a partida direta do motor, não havia a existência de ressonância. Para prosseguir com a implementação ou descarte do BCS, as recomendações detalhadas no item 624.6 devem ser avaliadas.

5.6 Etapa 06: Adoção de medidas de mitigação dos fenômenos adversos

A etapa 06 condiz com a avaliação decisiva para prosseguir ou não com a instalação do BCS. Por esse motivo, ao longo do capítulo 6 foram realizadas diferentes simulações, tendo sido constatado criticidades relativas à ferorrressonância e ressonância subsíncrona em algumas dos estudos. Neste sentido, a adoção de medidas mitigatórias se torna crucial para a deliberação final, conforme as análises que serão apresentadas ao longo deste tópico.

a) Ferorrressonância

Em vista das condições indesejáveis constatadas nos cenários 04 e 05, faz-se necessário a realização de estudos adicionais para a identificação de medidas com o intuito de sanar ou resolver estas problemáticas. Para ambos os cenários, as ações escolhidas foram as de instalação de um resistor de amortecimento em paralelo com o BCS. O subitem 4.6 recomenda a adoção de alguns valores típicos de resistência.

Para as emulações, considerou-se nos dois casos o valor de resistência equivalente a $5 \times X_C \approx 74,7 \Omega$ para o resistor de amortecimento. Os resultados serão apresentados nos seguintes subtópicos:

- Cenário 04:

De acordo com a simulação, percebe-se que houve mitigação nas distorções da forma de onda de tensão, mas sem terem sido sanadas, conforme a Figura 98. Ademais, simulações

adicionais foram realizadas com outros valores de resistência que variaram até $10 \times X_C$. Contudo, em nenhuma das tentativas foi obtido o efeito de atenuação por completo do efeito adverso, conforme esperado.

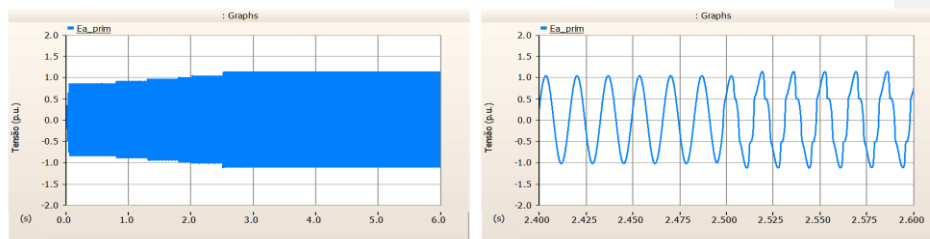


Figura 98 – Tensão fase-terra [p.u.] da fase A no terminal do lado primário do transformador 13,8/0,22 kV após a inserção de resistor de amortecimento – evento de chaveamento ponto 02.

Visto que a condição de ferrorressonância não foi extinta, para a aplicação do caso real, deve-se realizar novamente a simulação utilizando os dados de catálogo com a curva de magnetização real do transformador, pois nesta análise as informações utilizadas foram típicas. Caso a condição permaneça, alguma outra opção descrita no subitem 4.6 pode ser testada, mas a recomendação principal é de que a escolha do BCS como solução de Planejamento deva ser descartada.

- Cenário 05:

Em contrapartida, a instalação do mesmo resistor de amortecimento como medida de mitigação da distorção de onda da tensão foi eficaz para sanar a problemática relativa à ferrorressonância, como demonstra a Figura 99.

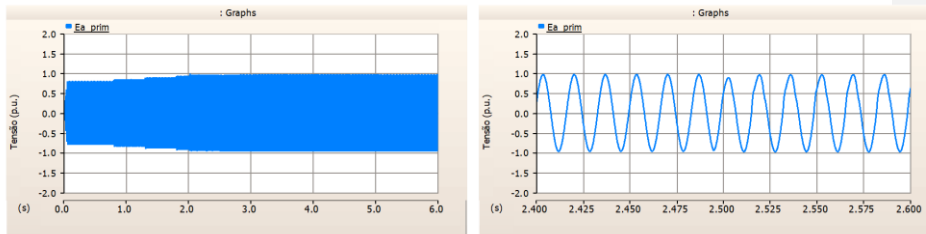


Figura 99 – Tensão fase-terra [p.u.] da fase A no terminal do lado primário do transformador 13,8/0,22 kV após a inserção de resistor de amortecimento – evento de chaveamento ponto 03.

b) Ressonância Subsíncrona ou Auto Excitação de Motores de Indução

Como o problema relacionado às ressonâncias subsíncronas, com elevadas sobretensões e oscilações sem estabilização, ocorreram apenas durante a partida dos dois motores emuladas no cenário 09, a recomendação para esta situação é de que sejam avaliadas outras soluções para a resolução da criticidade de subtensão inicial do alimentador de modo a viabilizar a partida direta dos dois motores de 0,5 MVA. Algumas opções como a construção de um novo alimentador ou o uso a eletrônica de potência podem ser avaliados em detrimento da escolha do BCS. Além disso, neste caso, também não se recomenda que os motores usem como artifício a partida direta, sendo o ideal a utilização de algum método de suavização da corrente de partida.

5.7 Considerações finais

Diante dos resultados para as condições de ferrorressonância e ressonância subsíncrona, constatou-se que:

- Ferrorressonância:
 - As características reais de magnetização do transformador MT/BT, unidos à disposição deste equipamento ao longo do alimentador, são decisivos para a ocorrência ou não do fenômeno de ferrorressonância;

- No caso de surgimento da ferroressonância, como nos cenários 04 e 05, deve-se prosseguir para a adoção de alguma medida de mitigação ou resolução por completo da problemática. A decisão foi pela implementação do resistor de amortecimento, sendo eficaz somente para o cenário 05;
 - Não havendo resultado positivo para as medidas adotadas, descarta-se a opção do BCS.
- Ressonância Subsíncrona ou Auto Excitação de Motores de Indução
 - Neste caso, a principal problemática foi a utilização do BCS para o suporte de reativo na partida de dois motores de elevada potência nominal, não sendo eficaz de acordo com os resultados das simulações;
 - Deve-se adotar outra opção para a partida dos dois motores de 0,5 MVA no ponto de conexão desejado;
 - Reforça-se que as condições de partida direta para motores de grande porte, em muitas ocasiões, são os motivos das criticidades de subtensão em virtude da elevada corrente que surge no momento inicial da partida. Por isso, o emprego de dispositivos especiais para o acionamento do motor pode evitar que as condições indesejáveis ocorram.

Capítulo 6 - Conclusão

Em meio a um cenário de econômico restritivo no âmbito global e de diretrizes regulatórias brasileiras mais rígidas para o setor elétrico, há necessidade de prudência nos investimentos realizados por distribuidoras, visto que uma parcela destes custos retorna às tarifas de energia dos consumidores. Sendo assim, a busca por soluções não convencionais cuja relação custo-benefício seja menos onerosa, em muitas ocasiões, deve ser ponderada. Contudo, as opções técnicas devem atender a uma série de requisitos quanto à qualidade de energia elétrica fornecida aos consumidores, cada vez mais exigentes.

Neste sentido, esta dissertação teve por objetivo analisar a viabilidade técnica da implementação de compensação série através do uso de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica, contribuindo, principalmente, com a apresentação de um método de tomada de decisão a ser utilizado por demais profissionais do setor elétrico que almejem avaliar a factibilidade desta solução. O tema escolhido, apesar de ser amplamente difundido em sistemas de transmissão, possui pouca aplicabilidade na distribuição pela complexidade envolvida no contexto de instalação.

Conforme amplamente discutido ao longo do trabalho, as vantagens inerentes à instalação do BCS são conhecidas, como a regulação instantânea, a redução da distorção da forma de onda de tensão, a melhoria do perfil de tensão em regime permanente e o suporte à partida de grandes motores. Entretanto, a complexidade para, de fato, prosseguir com a utilização do BCS se dá em termos de ocorrência de efeitos adversos atrelados a este recurso, estando o foco do trabalho nos fenômenos de ferorressonância e ressonância subsíncrona.

Para embasar a parte teórica deste trabalho, foram realizadas inúmeras pesquisas com conteúdos relacionados ao tema, incluindo os métodos mais usuais para a regulação de tensão em sistemas elétricos, além da parte teórica envolvendo a compensação série na distribuição descrita em detalhes no Capítulo 3. Dentre os pontos apresentados, destacam-se os métodos identificados na literatura para a alocação de BCS ao longo dos alimentadores e as definições de ferorressonância e ressonância subsíncrona.

Posteriormente, tendo sido mapeado os pontos críticos mais relevantes, buscou-se definir as ações consideradas importantes de serem balizadas para a tomada de decisão quanto à instalação do BCS em sistemas de distribuição, sendo essas subdivididas em 06 etapas que variam desde a pré-avaliação de factibilidade até os estudos para a constatação dos efeitos adversos com as devidas medidas de mitigação dos seus impactos. Por não se

tratar de uma alternativa usual, nos casos em que as medidas convencionais, como os reguladores de tensão, capacitores em derivação ou obras de reforço e construção de rede, sejam suficientes e com custos viáveis, indica-se a escolha dessas soluções preferencialmente. O fluxograma contendo todas as etapas foi apresentado no item 4.7.

Dessarte, prosseguiu-se para a aplicação da metodologia apresentada no Capítulo 4 em um sistema real de distribuição do sudeste brasileiro, onde inicialmente se identificou criticidades severas relacionadas à queda de tensão em regime permanente cuja solução de planejamento indicada no plano de expansão da distribuidora previa o escopo de obras com valor aproximado de R\$ 10.000.000,00. Os passos iniciais relativos à pré-avaliação foram analisados e, considerando o esgotamento de possibilidades convencionais, decidiu-se que a implementação do BCS no circuito em questão seria passível de estudos.

Inicialmente, na definição do ponto de instalação do equipamento, constatou-se que para os circuitos que contenham equipamento de regulação de tensão, a adição dos capacitores deve ser sempre em pontos a jusante dos regulados, pois a montante os efeitos positivos da compensação série eram atenuados mediante às comutações de tapes dos reguladores. Sendo assim, para a definição final, na prática, aconselha-se a realização de uma análise de sensibilidade com a escolha de alguns pontos, no mínimo cinco, e verificação de questões como a relação X/R do ponto, o percentual de corrente elétrica na demanda máxima e a variação de tensão nos cenários sem e com BCS. Para o estudo de caso, o ponto escolhido apresentou um valor de X/R mais próximo a 1,0, com a corrente variando de 50% a 75% do valor demanda máxima e maior ganho de tensão.

Dessa forma, na condição de regime permanente, de acordo com os estudos realizado no CYMDIST[®], o BCS para a compensação de 150% se mostrou como uma opção viável. O próximo passo diz respeito às avaliações de possíveis efeitos adversos, sendo essa uma etapa decisiva na análise global. Cabe destacar que tais avaliações devem ser realizadas em no período transitório, incluindo simulações em programas de transitórios eletromagnéticos. No estudo de caso da dissertação, realizou-se a de sistema equivalente da rede real no PSCAD[®]. Com isso, após a validação do caso base modelado, foram emulados mais 07 cenários para a identificação de condições de ferorressonância ou ressonância subsíncrona.

Nos estudos relativos à ferorressonância, utilizou-se uma curva típica para representar as características de magnetização de um transformador 13,8/0,22 kV, sendo esse instalado em 03 pontos diferentes ao longo do alimentador. Como conclusão, tem-se que, para o surgimento do fenômeno de ferorressonância, além da importância que a curva de

magnetização do transformador saturável MT/BT, o local em que o equipamento se encontra no circuito também é um fator de determinante, pois em duas posições, ambas a jusante do BCS, foram constadas distorções na forma de onda de tensão e corrente nos estudos de chaveamento realizados. Para a resolução, decidiu-se testar como solução para mitigar tais efeitos um resistor de amortecimento em paralelo com o BCS, com resistência igual $5 \times X_c$ para o resistor de amortecimento, que só foi eficaz para o cenário 04.

Ademais, como era de conhecimento prévio que no alimentador em questão havia o interesse de conexão de uma indústria de grande porte com cargas especiais, como os motores de indução, aproveitou-se o ensejo para as simulações quanto à ressonância subsíncrona nesta condição. Assim sendo, foram realizadas duas macros simulações: primeira, para a viabilidade de conexão de um motor de indução de 0,5 MVA; segunda, viabilidade de conexão de dois motores de 0,5 MVA, com partida concomitante deles. Em ambos os casos se desconsiderou o uso de métodos de suavização da corrente de partida, representando uma situação extremamente crítica. Os resultados indicaram que para a primeira simulação o BCS foi eficiente, pois o suporte de reativo necessário e instantâneo pôde ser fornecido. Entretanto, não houve eficácia na partida dos dois motores, sendo identificada uma condição oscilatória que não se estabilizou pelo período simulado. Por esse motivo, neste caso se recomenda a adoção de outras opções que viabilizem a operação plena dos dois motores, atendendo a todos os requisitos de qualidade de energia exigidos no Anexo VIII da Resolução 956/2021 da ANEEL.

Por fim, esta dissertação desenvolveu um método como guia de implementação dos capacitores em série na distribuição. Porém, em muitos dos casos não haverá viabilidade em para prosseguir com esta opção e outras soluções devem ser escolhidas em detrimento do BCS, preconizando sempre pela segurança operacional do sistema elétrico e garantia de fornecimento de energia elétrica dentro dos limites regulatórios.

6.1 Trabalhos Futuros

Com o intuito de complementar o estudo desenvolvido nesta dissertação, este item sugere algumas possibilidades a serem consideradas para ampliar a abordagem e detalhar alguns aspectos necessários relacionados ao estudo sobre os efeitos adversos decorrentes da instalação de capacitores na compensação série de sistemas de distribuição. As direções de pesquisa delineadas a seguir visam aprimorar a compreensão sob diferentes pontos de vista,

sendo alguns deles relacionados aos modelos de carga ZIP, aplicação do método em outros alimentadores, utilização de equipamentos com eletrônica de potência, consideração do impacto da geração/gerador e carga leve, bem como a partida de motor com auxílio de métodos de suavização da corrente inicial.

1. Consideração de Modelos de Carga ZIP

Uma possível extensão desta dissertação é a consideração de modelos de carga ZIP (*Constant Impedance, Constant Current, e Constant Power*) para investigar os impactos resultantes da instalação de capacitores na compensação série de sistemas de distribuição. A utilização desses modelos pode proporcionar uma representação mais precisa do comportamento das cargas elétricas em diferentes situações operacionais, permitindo uma análise mais detalhada dos efeitos da compensação série possui. Adicionalmente, propõe-se investigar a interação entre os modelos de carga ZIP e a compensação série, com avaliações relativas a como esses modelos podem influenciar os resultados obtidos e fornecer *insights* sobre o dimensionamento e a localização adequada dos capacitores.

2. Aplicação do Método Proposto em Outros Alimentadores

Outra oportunidade para pesquisas futuras é a aplicação do método proposto em outros alimentadores de sistemas de distribuição. A dissertação atual se concentrou em um alimentador específico e estender a análise para diferentes configurações pode fornecer uma compreensão mais abrangente dos efeitos adversos decorrentes da compensação série. Por esse motivo, a aplicação em outros alimentadores considerará variações nas características dos sistemas, como a presença de diferentes tipos de carga, topologia da rede e níveis de tensão. Isso permitiria avaliar a eficácia do método proposto em diferentes contextos e identificar possíveis limitações ou adaptações necessárias.

3. Utilização de Equipamentos com Eletrônica de Potência no Conjunto BCS

Um caminho promissor para pesquisas futuras é a utilização de equipamentos com eletrônica de potência na compensação série de sistemas de distribuição. Esses dispositivos eletrônicos podem oferecer maior flexibilidade e controle sobre a compensação, permitindo ajustes mais precisos e rápidos em resposta a mudanças nas condições operacionais, sendo fundamental investigar as possíveis limitações que a solução proposta possui, incluindo aspectos técnicos, econômicos e regulatórios.

A inclusão de equipamentos com eletrônica de potência no estudo pode envolver a análise dos benefícios desses dispositivos em termos de mitigação de efeitos adversos e melhoria do desempenho do sistema de distribuição, como o exemplo de filtros ativos, que

empregam dispositivos eletrônicos de potência, como tiristores e transistores, para monitorar as oscilações de ferrorressonância e gerar sinais de controle que contrariam essas oscilações.

4. Consideração do Impacto Geração/Gerador e Carga Leve

Recomenda-se explorar o impacto da geração/gerador nos efeitos adversos decorrentes da instalação de capacitores na compensação série, como ênfase na ocorrência de eventos de sobretensão. Ao adicionar tais elementos e cenário no estudo, pode-se fornecer uma compreensão mais completa do comportamento do sistema.

5. Consideração dos Patamares Horários de Carga (mínima, média e máxima)

Com o objetivo de identificar outras possibilidades de ocorrência de efeitos indesejados, como o surgimento de sobretensão, recomenda-se considerar uma curva de carga horária, por exemplo com patamares de 24 horas, ou cenários de carga mínima, média e máxima referentes a um determinado período, visto que o trabalho em questão foi realizado com base na demanda máxima.

6. Estudo de Modelos de Transformadores de Distribuição

Nesta dissertação, o modelo utilizado para representar os transformadores de distribuição considerou apenas sua parte resistiva e indutiva, negligenciando os efeitos capacitivos. No entanto, é sabido que a presença de capacitância parasita nos transformadores pode influenciar a ocorrência de ferrorressonância. Portanto, uma área de pesquisa futura é o estudo de modelos mais precisos para representar os transformadores de distribuição, incorporando os efeitos capacitivos. Essa abordagem permitirá uma análise mais precisa e detalhada dos fenômenos envolvidos na ferrorressonância e contribuirá para o desenvolvimento de estratégias de mitigação mais adequadas.

Referências

ABNT. Reguladores de tensão: Especificação - NBR 11809. Associação Brasileira de Normas Técnicas. [S.l.], p. 32-46. 1991.

AKTIF. What Is Ferroresonance And Application Area. *Aktif Elektrotechnik - What is Ferroresonance and Application Area*, 2021. Disponível em: <https://aktif.net/en/ferroresonance/>. Acesso em: 15 Maio 2023.

ANEEL. Resolução Normativa Nº 1.000: Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasil. 2021.

ANEEL. Resolução Normativa Nº 956 - Anexo II (MÓDULO 2 – PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO). Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasil. 2021.

ANEEL. Resolução Normativa Nº 956 - Anexo VIII (MÓDULO 8 – QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA). Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasil. 2021.

BARCELOS, Silvangela L. UPFC para Controle de Tensão. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, p. 118. 2013.

BARR, Robert A. Series compensation os distribution and subtransmission lines. Australia. 1997.

BLATT, Jair J. F. Proposta de Instalação de Regulador de Tensão em uma Rede de Distribuição Primária a partir da Análise do Perfil de Tensão. UNIJUÍ. Santa Rosa, RS - Brasil, p. 80. 2016.

BORRÉ, Antonio C. Estudo de Compensador Série Baseado em Reatâncias Controláveis. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, p. 182. 2013.

BRAGA, Matheus V. Estudo para Melhoria da Tensão nos Sistemas de Distribuição em Baixa Tensão. Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande, p. 70. 2018.

BRITO, Hugo R. *et al.* Efeitos da Geração Distribuída na Operação Bidirecional de Reguladores de Tensão em Cascata: Estudo de Caso de um Alimentador Real de 34,5 kV. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belo Horizonte, 10-13 Novembro 2019.

BUCATARIU, Iona; SURIANU, Flavius D. Optimal placement of fixed series capacitor in distribution networks. *International Conference on Electric Power Systems, High Voltages, Eletric Machines*, Timișoara, 2009. 1-6.

BUTLER, John W.; CONCORDIA, Charles. Analysis of series capacitor application problems. *Electrical Engineering*, vol. 57, no. 2, pp. 110-111, 1938. 110-111. DOI: 10.1109/EE.1938.6431142.

CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A. Estudo de Distribuição - Caracterização de cargas potencialmente (ED-5.57 – Caracterização de Cargas). Cemig Distribuição S.A. Belo Horizonte. 2016.

CIRCUIT Globe. Circuit Globe - Series Compensation, 2016. Disponível em: <https://circuitglobe.com/series-compensation.html>. Acesso em: 02 Abril 2023.

COOPER POWER SYSTEMS®. Voltage Regulators Catalog Data CA225001EN - Single-Phase Step Voltage Regulators. EATON - Powering Business Worldwide. Cleveland, p. 11. 2017.

DA ELETROBRÁS. O panorama histórico e institucional do Setor Elétrico. Assessoria de Comunicação da Eletrobrás. [S.l.]. 1987.

DAZA, Eric F. B. Análise da regulação econômica do setor elétrico brasileiro. Dissertação (Mestrado Parcial em Economia) - UNISINOS. São Leopoldo, p. 92. 2014.

DECKMANN, Sigmar M.; POMILIO, José A. Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica IT - 012, 2020. Disponível em: <https://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/pdf/qualidade/a1.pdf>. Acesso em: 20 fev. 2023.

EATON®. Unidades de capacitor sem fusível interno. Eaton - Power Business Worldwide, 2023. Disponível em: <https://www.eaton.com/br/pt-br/catalog/medium-voltage-power-distribution-control-systems/unfused-capacitor-units.html>. Acesso em: 26 Janeiro 2023.

ENEL BRASIL. Critérios de Projetos de Redes de Distribuição Aéreas de Média e Baixa Tensão - CNS-OMBR-MAT-19-0285-EDBR. [S.l.], p. 96. 2023.

EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2032. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 16. 2022.

FIGUEIREDO, Carlos *et al.* Series compensation on medium voltage radial systems. 23rd International Conference on Electricity Distribution - CIRED, 15-18 June 2015. 5.

FILHO, José V. C. *et al.* Comissionamento de Bancos de Capacitores Série Convencionais e Controlados. XV SNPTE - Seminário Nacional de Produção de e Transmissão de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu, 17 a 22 Outubro 1999.

GOMES, A. C. S. *et al.* O Setor Elétrico, 2002.

GOMES, Felipe N. Estudo Teórico e Experimental do Fenômeno da Ferrorressonância em Transformadores. UFCG. Campina Grande. 2016.

IEC. IEC 60143-1:2015: Series capacitors for power system. International Electrotechnical Commission. Geneva, Switzerland, p. 130. 2015.

IEEE SUBSYNCHRONOUS RESONANCE WORKING GROUP. Proposed terms and definitions for subsynchronous oscillations. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 99.2, 1980. 506-511.

IEEE SUBSYNCHRONOUS RESONANCE WORKING GROUP. Terms, definitions and symbols for subsynchronous oscillations. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 104.6, 1985. 1326 - 1334.

JESUS, D. M. F. D.; SAMESIMA, M. I. Avaliação de Desempenho do Restaurador Dinâmico de Tensão (DVR) na Compensação de Afundamentos e Elevações de Tensão, 2006.

JESUS, N.C.; COGO, J.R. Estudo de Oscilações Subsíncronas em Motores Aplicados em Sistemas com Compensação Série. Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica - VIII SBQEE, Blumenau, SC, 2009.

JESUS, Nelson *et al.* Considerações sobre aplicação de compensação série em sistemas de distribuição visando melhorias na qualidade de energia. Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica - V SBQEE, Acaraju, 17-20 Agosto 2003. 6.

JESUS, Nelson C. *et al.* Investigação e Diagnósticos da Queima de Para-Raios em Sistemas de Distribuição: Um Caso de Ferrossonância. Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica - V SBQEE, Aracaju, 17 - 20 Agosto 2003.

JESUS, Nelson; OLIVEIRA, Hermes; FIGUEIREDO, Carlos. AES Sul's experiences using series compensation on medium-voltage distribution system. 19th International Conference on Electricity Distribution, Vienna, 21-24 May 2007. 4.

JESUS, Willian S. D. Simulações de Oscilações de Tensão em Alimentadores com Compensação Reativa Série, 2021.

KATHIM, Al-Zohuari; ZAIDAN, Majeed. Use Series Compensation in Distribution Networks 33 kV. International Journal of Science and Research (IJSR), June 2017. 6. DOI: 10.21275/ART20174457.

KRATZ, E. F.; MANNING, L. W.; MAXWELL, M. Ferroresonance in Series Capacitor Distribution Transformer Application. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems 78.3, August 1959. 438 - 445.

LABTIME. LabTIME/UFG. LABTIME - Laboratório de Tecnologia da Informação e Mídias Educacionais, 2022. Disponível em: <http://www.labtime.ufg.br/modulos/aneel/>. Acesso em: 02 Julho 2022.

LIMA, S. L. S.; DIAS, R. F. S.; WATANABE, E. H. Indirect Voltage Control (IVC) Versus Direct Voltag Control (DVC) in Distribution Grids with Renewable Energy Sources. 2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), Florianopolis, Brazil, 2017. 1-6. DOI: 10.1109/PEDG.2017.7972514.

LORENZO, Helena C. O setor elétrico brasileiro: passado e futuro. Perspectivas: Revista de Ciências Sociais, v. 24/25, 2001/2002. Disponível em: <http://hdl.handle.net/11449/108151>.

MACEDO, Elienai O. Controle Direto de Tensão Usando o D²VC no Referencial $\alpha\beta$. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, p. 142. 2021.

MISKE, S. Considerations for the application of series capacitors to radial power distribution circuits. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 4, July 2000. vol. 16, no. 2, pp. 306-318. DOI: 10.1109/PESS.2000.867399.

MOKRED, Salah *et al.* Comparison of the Effect of Series and Shunt Capacitor Application in 25kV Radial Power Distribution Network. 2020 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia), Weihai, China, 13-15 July 2020. 822-830. DOI: 10.1109/ICPSAsia48933.2020.9208355.

MOKRED, Salah; LIJUN, Qin; KHAN, Tahir. Protection Performance During Application of an Intelligent and Fast Switch Series Capacitor to 25kV Radial Power Distribution Network. 020 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia), Weihai, China, 13-15 July 2020. 921-928. DOI: 10.1109/ICPSAsia48933.2020.9208391.

MORDOR INTELLIGENCE. Distribution Voltage Regulator Market Size. Mordor Intelligence, 2023. Disponível em: <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/distribution-voltage-regulator-market>. Acesso em: 02 Abril 2023.

NATARAJAN, Ramasamy. *Power System Capacitors*. [S.l.]: CRC Press, 2018. 576 p. DOI: <https://doi.org/10.1201/9781420027204>.

PADILLA, Julian V. *Qualidade de Energia Elétrica: Aula Prática de Qualidade de Energia. O Setor Elétrico*. [S.l.], p. 93. 2008.

PEREIRA, Paulo R. S. *Métodos para Otimização dos Ajustes dos Reguladores de Tensão e Zonas de Tap em Sistemas de Distribuição*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - UFSM. Santa Maria. 2009.

PIMENTA, Rafael C. *Compensação de Reativos Usando Bancos de Capacitores em Série em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. USF. Itatiba. 2011.

PINTO, Enéas B. *Requisitos para Conexão de Cargas Potencialmente Perturbadoras ao Sistema Elétrico da CPFL*. VII CBQEE—Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, Santos, Agosto 2007.

QIN, Lijun; YANG, Bo; ZHAI, Xiongfei. Research on new series compensation technology in distribution network. 2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Xi'an, China, 25-28 October 2016. 768-772. DOI: 10.1109/APPEEC.2016.7779599.

RECH, Leticia D. *et al.* *Compensação Série em Sistemas Radiais de Média Tensão*. XXII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, 07-10 Novembro 2016.

REN, Yanjie; PIAO, Zailin. Theoretical research and simulation of series compensation technology of distribution line. *Proceedings of 2011 International Conference on Electronic & Mechanical Engineering and Information Technology*, Harbin, China, 12-14 August 2011. 2094-2097. DOI: 10.1109/EMEIT.2011.6023513.

SANTOSO, Dr.; MUTHUMUNI, Dr.; ZHOU, Jen Z. *Distribution System Analysis (Panel Session – Induction Machine Modeling)*. Montreal. 2006.

SCHNEIDER, K. P. *et al.* Analytic Considerations and Design Basis for the IEEE Distribution Test Feeders. IEEE Transactions on Power Systems, PP, n. 99, 2017. 1-1. DOI: 10.1109/TPWRS.2017.2760011.

SUZUKI, Massayuki *et al.* Aplicação de Capacitor Série como Solução para partida de Grandes Motores de Indução. Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (CITENEL), 2009.

SUZUKI, Massayuki *et al.* Compensador Série Modularizado para Sistemas de Distribuição até 23 KV. Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (CITENEL), 2011. 1-8.

TAVARES, Carlos A. A. Ressonância Subsíncrona e Outras Formas de Instabilidade Eletromecânica. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro. 2005.

THANOMSAT, Nattapan; PLANGKLANG, Boonyang; OHGAKI, Hideaki. Analysis of Ferroresonance Phenomenon in 22 kV Distribution System with a Photovoltaic Source by PSCAD/EMTDC. Energies, v. 11, n. 7, p. 1742, 2018.

TOSHIBA®. Controle para Regulador de Tensão - TB-R1000 (EP-55119). Toshiba do Brasil S. A.®. Contagem, p. 54. 2006.

VIENA, Lissandro B. Modelagem de Transformadores no Programa ATP para o Estudo do Fenômeno da Ferroressonância. Bahia. 2010.

WAGNER, C. Self-excitation of induction motors with series capacitors. Electrical Engineering, vol. 60, no. 12, pp. 1241-1247, 1941. DOI: 10.1109/EE.1941.6434612.

WU, Gang *et al.* Research on Application of Series Capacitor Compensation in 35kV Distribution Network. IEEE International Conference on Power, Intelligent Computing and Systems (ICPICS), 12-14 July 2019. pp. 565-568. DOI: 10.1109/ICPICS47731.2019.8942459.

YAMAKAWA, Eduardo K. Sistema de Controle Nebuloso para Bancos de Capacitores Automáticos Aplicados em Alimentadores de Distribuição de Energia Elétrica. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - UFPR. Curitiba, p. 151. 2007.