

Universidade Federal de Juiz de Fora
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Doutorado em Engenharia Elétrica

Felipe de Alcântara Vieira

**ESTUDOS AVANÇADOS SOBRE A APLICAÇÃO DO FLUXO DE
POTÊNCIA CONTINUADO MULTIFÁSICO EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DESEQUILIBRADOS**

Juiz de Fora

2019

Felipe de Alcântara Vieira

**ESTUDOS AVANÇADOS SOBRE A APLICAÇÃO DO FLUXO DE
POTÊNCIA CONTINUADO MULTIFÁSICO EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DESEQUILIBRADOS**

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Leandro Ramos de Araujo, D.Sc.

Co-Orientadora: Prof^a. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D.Sc.

Juiz de Fora

2019

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Vieira, Felipe de Alcântara.

Estudos Avançados Sobre a Aplicação do Fluxo de Potência Continuado Multifásico em Sistemas de Distribuição Desequilibrados / Felipe de Alcântara Vieira. -- 2019.

200 f. : il.

Orientador: Leandro Ramos de Araujo

Coorientadora: Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2019.

1. Fluxo de Potência Continuado. 2. Segurança de Tensão. 3. Sistemas de Distribuição. 4. Múltiplas Soluções. 5. Fluxo de Potência Multifásico. I. Araujo, Leandro Ramos de, orient. II. Araujo, Débora Rosana Ribeiro Penido, coorient. III. Título.

ESTUDOS AVANÇADOS SOBRE A APLICAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO MULTIFÁSICO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DESEQUILIBRADOS

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 27 de fevereiro de 2019

BANCA EXAMINADORA

Prof. Leandro Ramos de Araujo, D.Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora

Profa. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D.Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Márcio Zamboti Fortes, D.Sc.
Universidade Federal Fluminense

Prof. Kleber Melo e Silva, D.Sc.
Universidade de Brasília

Prof. Vander Menengoy da Costa, D.Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Leonardo Willer de Oliveira, D.Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, pela oportunidade de me dar saúde, emprego, resiliência e demais condições que me possibilitaram conseguir concluir este trabalho.

Gostaria de fazer um agradecimento especial ao Professor Leandro Ramos de Araujo, pela amizade, paciência, apoio técnico, pelo tempo gasto na minha tutoria e por também ter acreditado que seria possível me orientar durante o meu período de estudo ao longo do processo de mestrado e doutorado. Agradeço ainda à Professora Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, pelas orientações acadêmicas fornecidas, que foram de inestimável valia para a conclusão desse trabalho.

Agradeço também aos meus pais, Delcio e Tânia, pelo apoio em diversos momentos e em vários âmbitos ao longo dos anos nos quais este trabalho foi realizado. Além disso, agradeço especialmente por me fazerem acreditar que o conhecimento é o único bem que não pode ser retirado de si e que, por meio dele, é possível ser uma pessoa melhor e ter uma vida melhor.

Faço também um agradecimento à minha esposa Natália, que acompanhou meu processo acadêmico desde antes da graduação em engenharia, me apoiando incondicionalmente, tendo paciência e entendendo a necessidade do meu tempo de estudo, colaborando com apoio moral e emocional, que tiveram importância desmedida para possibilitar meu foco nesta tese. Aproveito ainda para agradecer ao restante da minha família, que, até mesmo sem saber, me auxiliaram em diversas searas e permitiram minha dedicação para a conclusão deste trabalho. E também aos meus amigos pessoais, que possibilitaram momentos de descontração e de boas conversas que contribuíram para o alívio do stress.

Por fim, gostaria de agradecer à UFJF pelos recursos que a universidade disponibilizou e que pude utilizar para auxiliar na confecção desta tese, mas principalmente pelo seu corpo docente, que me permitiu construir o embasamento técnico que utilizei neste trabalho. Meus agradecimentos também à Petrobras, que de forma indireta colaborou para que eu tivesse um regime de trabalho que não me permitisse me ausentar dos estudos acadêmicos, além do incentivo de alguns colegas de trabalho que de certa forma contribuíram e acreditaram que seria possível finalizar esta tese.

Resumo

Este trabalho apresenta contribuições para a análise da segurança de tensão em sistemas de distribuição desequilibrados, considerando redes multifásicas, influência de cabos neutros e de aterramentos. São apresentados os impactos da conexão de cargas em estrela ou em delta; os impactos dos principais modelos de cargas estáticas, contemplando os tipos de potência, corrente e impedância constante; os impactos dos acoplamentos mútuos em alimentadores paralelos; além de ser apresentado um critério para verificação da sensibilidade de tensão em sistemas multifásicos desequilibrados. Também são investigadas as múltiplas soluções durante a resolução de um fluxo de potência continuado multifásico e suas implicações na segurança de tensão de sistemas elétricos desequilibrados.

Apresenta-se um método para a execução de carregamento com passos distintos entre áreas previamente definidas de uma rede elétrica, para avaliar as consequências desta situação em termos da segurança de tensão dos sistemas. Esse método é ampliado na sequência, através de uma proposta de um critério de otimização dos passos de carregamento distintos entre as áreas com o objetivo de maximizar o ponto de máximo carregamento dos sistemas analisados, por meio do uso da técnica de algoritmos genéticos.

Nos estudos avançados são utilizados sistemas teste do IEEE e um sistema reduzido para facilitar a compreensão dos conceitos iniciais.

Palavras Chave: Fluxo de potência continuado, segurança de tensão, algoritmos genéticos, sistemas de distribuição, sistemas desequilibrados, múltiplas soluções, fluxo de potência multifásico.

Abstract

This work presents contributions to the voltage security analysis of unbalanced distribution systems, considering multiphase networks, the influence of neutral cables and grounding. Impacts of connecting star or delta loads; the impacts of the main models of static loads, considering the types of power, current and constant impedance; the impacts of mutual couplings in parallel feeders are presented, besides, a criteria to verify voltage sensitivity in unbalanced multiphase systems is also shown in this work. The multiple solutions are also investigated during the resolution of a multiphase continuous power flow and its implications on the voltage security of unbalanced electrical systems.

A method is presented for the system loading with distinct steps between previously defined areas of a power grid, in order to evaluate the consequences in terms of the voltage security of the systems under study. After that, this method is expanded to an optimization of the different loading steps between the areas, with the objective to maximize the maximum loading point of the systems analyzed, through the use of the genetic algorithm technique.

In the advanced studies, IEEE test systems and a reduced system are used to facilitate the understanding of the initial concepts.

Keywords: Continuous power flow, voltage security, genetic algorithms, distribution systems, unbalanced systems, multiple solutions, multiphase power flow.

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Circuito 2 barras com carga tipo potência constante	15
Figura 2.2 - Circuito 2 barras com carga tipo impedância constante	22
Figura 2.3 - Circuito 2 barras com carga tipo corrente constante.....	26
Figura 2.4 - Configuração dos alimentadores, para circuito 2 barras.....	32
Figura 2.5 – Fluxograma com procedimento de resolução do circuito 2 barras.....	35
Figura 2.6 - Gráficos para o caso A1, do circuito 2 barras.....	36
Figura 2.7 - Gráficos para o caso A2 do circuito 2 barras.....	37
Figura 2.8 - Gráficos para o caso A3, condição S1, do circuito 2 barras.....	38
Figura 2.9 - Gráficos para o caso A4 do circuito 2 barras.....	39
Figura 2.10 - Gráficos para a fase A dos casos A1, A2, A3 e A4.....	40
Figura 2.11 - Gráficos para a fase B dos casos A1, A2, A3 e A4.....	41
Figura 2.12 - Gráficos para a fase C dos casos A1, A2, A3 e A4.....	42
Figura 2.13 - Gráficos para tensão no neutro e perdas, para os casos A1, A2, A3 e A4.....	43
Figura 2.14 – Sistema IEEE 4 (IEEE, 2015).....	45
Figura 2.15 – Parte real da curva PV com carga desequilibrada do tipo potência constante.....	48
Figura 2.16 – Comparação da parte real das curvas PVs para caso B.2.3, com transformador abaixador Y-Y e carga desequilibrada dos tipos corrente e impedância constantes.....	49
Figura 2.17 - Parte real da curva PV para casos de rotação de cargas do sistema IEEE 4 com transformador abaixador com ligação Δ -Y.....	53
Figura 2.18 – Sistema IEEE 37 (IEEE, 2015).....	55
Figura 2.19 – Parte real da curva PV para sistema IEEE 37, comparando barra 728 com carga ligada em estrela e ligada em delta:	57
Figura 2.20 - Parte real da curva PV na barra 728 para casos de rotação de cargas do sistema IEEE 37	60
Figura 2.21 - Exemplo de alimentador duplo.....	62
Figura 2.22 - Sistema IEEE 13 modificado.....	64

Figura 2.23 - Curvas PV para sistema IEEE 13 modificado e carga do tipo potência constante	65
Figura 2.24 - Sistema IEEE 34 modificado.....	66
Figura 2.25 - Curvas PV para sistema IEEE 34 modificado com cargas do tipo potência constante....	68
Figura 2.26 - Sistema NEV	69
Figura 2.27 - Curvas PV para sistema NEV, barra 25, circuito 4.	70
Figura 3.1 - Gráficos para o caso A2 do circuito 2 barras, comparando casos S1 e S2.	74
Figura 3.2 - Gráficos para o caso A3 do circuito 2 barras, comparando casos S1 e S2.	75
Figura 3.3 - Gráficos para o caso A4 do circuito 2 barras, comparando casos S1 e S2.	76
Figura 3.4 - Sistema duas barras com carga do tipo potência constante em paralelo com banco de capacitores.....	78
Figura 3.5 - Gráficos para o caso A2 do circuito 2 barras modificado com adição de banco de capacitores, comparando os casos S1 e S2.....	79
Figura 3.6 - Gráficos para o caso A3 do circuito 2 barras, comparando os casos S1 e S2 com e sem a adição de banco de capacitores.	80
Figura 3.7 - Gráficos para o caso A4 do circuito 2 barras, comparando os casos S1 e S2 com e sem a adição de banco de capacitores.	80
Figura 3.8 - Gráficos para o caso A4 do circuito 2 barras, com diferentes valores de potência de banco de capacitores.	81
Figura 3.9 - Sistema NEV modificado	82
Figura 3.10 - Curvas PV para os casos C1, C2, C3 e C4	84
Figura 3.11 - Perdas para os casos C1, C2, C3 e C4	84
Figura 3.12 - Curvas para C1 e C2 com adição de banco de capacitores no sistema NEV.....	85
Figura 3.13 - Curvas PV para caso C5 de múltiplas soluções no sistema IEEE 123, comparando SI e SII	87
Figura 3.14 - Curvas PV para caso C6 de múltiplas soluções no sistema IEEE 123, comparando SI e SII	87
Figura 3.15 - Curvas PV para caso C7 de múltiplas soluções no sistema IEEE 8500, comparando SIII e SIV	89
Figura 3.16 - Sistema NEV tradicional	89
Figura 3.17 - Exemplo de descontinuidade para sistema NEV	90

Figura 3.18 - Descontinuidade para sistema NEV tradicional, separada em múltiplas soluções	91
Figura 3.19 - Exemplo de descontinuidade para sistema 2 barras.....	92
Figura 3.20 - Resultados para avaliação de múltiplas soluções em descontinuidade de sistema 2 barras	92
Figura 4.1 - Exemplo de divisão de sistema por áreas, considerando critério geográfico e de nível de tensão.....	96
Figura 4.2 - Fluxograma para metodologia de carregamento individual por áreas	98
Figura 4.3 - Curvas PV para os casos D1 a D6, comparados individualmente com D0.	101
Figura 4.4 – Sistema IEEE 37 subdividido em áreas	105
Figura 4.5 - Comparação entre os casos E0, E1, E2 e E3 para barra trifásica 728:	108
Figura 4.6 - Comparação entre os casos E0, E1, E2 e E3 para barra bifásica 722	109
Figura 4.7 - Comparação entre E0, E1, E2 e E3 para barra monofásica 741	110
Figura 4.8 - Comparação entre os casos E0, E4 e E5 e E6 para barra trifásica 728, área Central	113
Figura 4.9 - Comparação entre os casos E0, E4 e E5 e E6 para barra bifásica 722, área Norte.....	114
Figura 4.10 - Comparação entre os casos E0, E4 e E5 e E6 para barra monofásica 741, área Sul.	115
Figura 4.11 - Sistema IEEE 123 com indicativo do modelo de cargas por barra.	117
Figura 4.12 - Curvas PVs comparando os casos F1 e F0.	119
Figura 4.13 - Curvas PVs comparando os casos F2 e F0:	120
Figura 4.14 - Curvas PVs comparando os casos F3 e F0:	121
Figura 4.15 - Curvas PVs comparando os casos F4, F5, F6 e F0.....	123
Figura 4.16 - Curvas PVs comparando os casos F7, F8, F9, F10 e F0.....	127
Figura 5.1 - Representação do indivíduo (cromossomo) no método de otimização proposto	133
Figura 5.2 - Fluxograma para método de otimização proposto.....	134
Figura 5.3 - Resultados para otimização do PMC do sistema IEEE 4	138
Figura 5.4 - Comparação das curvas PVs para os casos D0, D6 e DAG, para o sistema IEEE 4	140
Figura 5.5 - Resultados para otimização do PMC do sistema IEEE 37 subdividido entre as Áreas AM, AB e AT.	142
Figura 5.6 - Comparação das curvas PVs para os casos E0, E3 e EAG1, para o sistema IEEE 37. ...	143

Figura 5.7 - Resultados para otimização do PMC do sistema IEEE 37 subdividido entre as Áreas Norte, Central e Sul.....	145
Figura 5.8 - Comparação das curvas PVs para os casos E0, E6 e EAG2, para o sistema IEEE 37	146
Figura 5.9 - Resultados para otimização do PMC do sistema IEEE 123 subdividido entre as Áreas AP, AZ e AI.....	148
Figura 5.10 - Comparação das curvas PVs para os casos F0, F1 e FAG1, para o sistema IEEE 123.	149
Figura 5.11 - Resultados para otimização do PMC do sistema IEEE 123 subdividido entre as áreas Oeste, Central e Leste.....	151
Figura 5.12 - Comparação das curvas PVs para os casos F0, F4 e FAG2, para o sistema IEEE 123.	152
Figura 5.13 - Resultados para otimização do PMC do sistema IEEE 123 subdividido entre quatro áreas.	153
Figura 5.14 - Comparação das curvas PVs para os casos F0, F7 e FAG3, para o sistema IEEE 123.	154
Figura A.1 - Exemplo de matriz Jacobiana aumentada para sistema trifásico.	169
Figura A.2 - Fluxograma para a resolução do MICN.....	171
Figura A.3 - Fluxograma para fluxo de potência continuado multifásico.....	176
Figura A.4 - Modelo π -equivalente de linha multifásica a parâmetros concentrados.....	177
Figura A.5 - Modelos de cargas em relação a tensão aplicada.....	182
Figura A.6 - Conexões estrela (Y) e triângulo (Δ).....	183

Lista de Tabelas

Tabela 1.1 – Convenções adotadas para escrita de variáveis	11
Tabela 1.2 – Convenções utilizadas para funções e operações.....	12
Tabela 1.3 – Convenções adotadas para designar grandezas, variáveis ou entidades matemáticas	12
Tabela 2.1 - Dados para os alimentadores do circuito 2 barras	32
Tabela 2.2 - Cenários para circuito 2 barras com carga potência constante	33
Tabela 2.3 - Conjuntos de condições iniciais para circuito 2 barras com carga do tipo potência constante	33
Tabela 2.4 - FST para sistema 2 barras.....	44
Tabela 2.5 - Casos para obtenção de curvas PV do sistema IEEE 4	46
Tabela 2.6 - Margem de carregamento do sistema IEEE 4 com transformador do tipo Y-Y abaixador para diferentes modelos de carga	50
Tabela 2.7 - FST os nós das cargas, para casos desequilibrados e com carga do tipo potência constante para o sistema IEEE 4 barras.....	51
Tabela 2.8 – Critérios para rotação de cargas no sistema IEEE 4	52
Tabela 2.9 - Dados obtidos para rotação de cargas no sistema IEEE 4	54
Tabela 2.10 - Casos para obtenção de curvas PV do sistema IEEE 37	55
Tabela 2.11 - Ponto de colapso em cada caso analisado no sistema IEEE 37	56
Tabela 2.12 - FST nos nós de carga para diferentes tipos de carga conectados a barra 728 do sistema IEEE 37.	58
Tabela 2.13 - Critérios para rotação de cargas no sistema IEEE 37	59
Tabela 2.14 - Dados obtidos para rotação de cargas no sistema IEEE 37	61
Tabela 3.1 - Conjunto de condições iniciais S2 para circuito da figura 2.1	72
Tabela 3.2 - Resumo dos resultados para o carregamento de cada caso.....	77
Tabela 3.3 - Resultados para os casos C1, C2, C3 e C4 do sistema NEV	83
Tabela 3.4 – Descrição dos casos e condições iniciais para múltiplas soluções no IEEE 123	86
Tabela 3.5 – Descrição dos casos e condições iniciais para múltiplas soluções no IEEE 123	88

Tabela 4.1 - Configurações iniciais para aplicação do método proposto no sistema IEEE 4	100
Tabela 4.2 - Análise dos PMCs obtidos para IEEE 4	102
Tabela 4.3 - FSTs para casos de D1 a D6	103
Tabela 4.4 – Subdivisão por número de fases por barra para o sistema IEEE 37.....	105
Tabela 4.5 - Análise dos PMCs obtidos para IEEE 37 Áreas AM, AB e AT	111
Tabela 4.6 - Subdivisão pela distância entre as barras para o sistema IEEE 37	111
Tabela 4.7 - Análise dos PMCs obtidos para IEEE 37 Áreas Norte, Central e Sul	116
Tabela 4.8 – Subdivisão por modelo de carga por barra para o sistema IEEE 123	118
Tabela 4.9 - Análise dos PMCs obtidos para IEEE 123 Áreas AP, AI e AZ.....	122
Tabela 4.10 – Subdivisão pela distância entre as barras para o sistema IEEE 123	122
Tabela 4.11 - Análise dos PMCs obtidos para IEEE 123 Áreas AP, AI e AZ.....	124
Tabela 4.12 – Subdivisão por quatro áreas entre as barras para o sistema IEEE 123	125
Tabela 4.13 - Análise dos PMCs obtidos para IEEE 123 Áreas I, II, III e IV.....	127
Tabela 5.1 - Parâmetros do AG.....	132
Tabela 5.2 - Análise dos PMCs obtidos para IEEE 4 após otimização.....	140
Tabela 5.3 - Análise dos PMCs obtidos para IEEE 37, áreas AM, AB e AT após otimização	144
Tabela 5.4 - Análise dos PMCs obtidos para IEEE 37, áreas Norte, Central e Sul após otimização ..	147
Tabela 5.5 - Análise dos PMCs obtidos para IEEE 123, áreas AP, AZ e AI após otimização	150
Tabela 5.6 - Análise dos PMCs obtidos para IEEE 123, as áreas Oeste, Central e Leste após otimização	152
Tabela 5.7 - Análise dos PMCs obtidos para IEEE 123, as áreas I, II, III e IV após otimização	154
Tabela A.1 - Submatrizes utilizadas na formação da matriz de admitância dos transformadores	179

Lista de Abreviaturas e Siglas

AG – Algoritmos Genéticos

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

FPC – Fluxo de Potência Continuado

FPCM – Fluxo de Potência Continuado Multifásico

FST – Fator de Segurança de Tensão

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

Matlab ® - *Software Matrix Laboratory*

MIC – Método de Injeção de Correntes

MICT – Método de Injeção de Correntes Trifásico

MICN – Método de Injeção de Correntes N-Fásico

MPI – Método dos Pontos Interiores

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PMC – Ponto de Máximo Carregamento

Sumário

1. Introdução.....	1
1.1. Considerações Iniciais	1
1.2. Motivações.....	2
1.3. Revisão Bibliográfica	4
1.4. Objetivos.....	8
1.5. Publicações Submetidas ou Aprovadas	10
1.6. Estrutura do Trabalho	10
1.7. Convenções e Nomenclaturas Utilizadas.....	11
2. Impactos dos Modelos de Cargas e Tipos de Conexões	14
2.1. Introdução	14
2.2. Modelagem Matemática	15
2.2.1. Carga do tipo Potência Constante	15
2.2.2. Carga do tipo Impedância Constante	21
2.2.3. Carga do tipo Corrente Constante.....	26
2.3. Análise de sensibilidade de tensão	31
2.4. Estudo de Casos para Sistema Duas Barras.....	32
2.5. Aplicações nos sistemas IEEE.....	44
2.5.1. IEEE 4 – Modelos e tipos de conexão de cargas	45
2.5.2. IEEE 4 – Rotação de cargas.....	51
2.5.3. IEEE 37 – Modelos e tipos de conexão de cargas	54
2.5.4. IEEE 37 – Rotação de cargas.....	59
2.6. Acoplamentos Mútuos de Alimentadores	61
2.6.1. IEEE 13 – Testes para Acoplamentos Mútuos Entre Alimentadores	63
2.6.2. IEEE 34 – Testes para Acoplamentos Mútuos Entre Alimentadores	66
2.6.3. NEV – Testes para Acoplamentos Mútuos Entre Alimentadores.....	68
3. Múltiplas Soluções Factíveis no Problema do Fluxo de Potência	71

3.1. Introdução	71
3.2. Múltiplas Soluções para Sistema 2 Barras.....	72
3.3. Aplicação em sistema 2 barras com banco de capacitores	77
3.4. Múltiplas Soluções para sistema NEV	82
3.5. Múltiplas Soluções para sistema IEEE 123	85
3.6. Múltiplas Soluções para sistema IEEE 8500	88
3.7. Soluções instáveis além do ponto de máximo carregamento	89
4. Método para Carregamento Individualizado por Áreas	94
4.1. Introdução	94
4.2. Método de Solução	95
4.3. Aplicações nos sistemas IEEE.....	99
4.3.1. IEEE 4.....	99
4.3.2. IEEE 37.....	104
4.3.3. IEEE 123	116
5. Método para Otimização do Passo de Carregamento.....	129
5.1. Introdução	129
5.2. Método de Solução	130
5.3. Aplicações da Otimização do PMC nos Sistemas IEEE	136
5.3.1. IEEE 4.....	136
5.3.2. IEEE 37.....	141
5.3.3. IEEE 123	147
6. Conclusão.....	156
6.1. Considerações Finais	156
6.2. Sugestões para Trabalhos Futuros	159
Bibliografia	161
Anexo A: Fundamentação Teórica.....	166
A.1. Introdução.....	166
A.2. Métodos Para a Análise de Sistemas Elétricos Desequilibrados	166

A.2.1. Método de Injeção de Correntes Multifásico - MICN.....	166
A.2.2. Fluxo de Potência Continuado Multifásico	171
A.2.3. Modelos de Equipamentos.....	176

1. Introdução

1.1. Considerações Iniciais

A avaliação da estabilidade estática de sistemas elétricos é um assunto que merece muita atenção, pois através desse tipo de análise é possível fazer estudos para projetos de inserção de novos elementos nos sistemas elétricos interligados, sejam eles equipamentos, linhas, cargas, etc., de forma que as grandezas elétricas possam permanecer dentro dos limites aceitáveis para a operação segura do sistema.

Mais especificamente, em se tratando de estabilidade de tensão, também chamada de segurança de tensão, tanto a verificação do estado da tensão em cada uma das barras, quanto a análise da margem de carregamento em relação ao ponto de colapso são objetos de estudo considerando a variação paramétrica de condições do sistema elétrico, como por exemplo, o aumento do carregamento. Para tanto, faz-se necessário um acompanhamento da segurança de tensão de toda rede em regime permanente de maneira a prever a utilização de controles ou a instalação de bancos de capacitores nos pontos críticos do sistema, de modo a evitar o colapso de tensão em situações em que o sistema seja submetido a perturbações diversas.

A análise da segurança de tensão em sistemas elétricos de potência está intimamente relacionada à obtenção da margem de carregamento do sistema e à avaliação do ponto de carregamento atual ou à operação próxima dos limites mínimos de tensão em determinado nó do sistema de distribuição, o que indica se será determinante uma expansão da rede, ou a aplicação de métodos de controle no sentido de evitar problemas de tensão. Cada vez mais vem sendo necessária a operação do sistema mais próxima dos limites operacionais, considerando que as estratégias para evitar essa situação podem esbarrar em critérios ambientais, políticos e/ou econômicos de difícil solução. Portanto, o estudo desse tema e o desenvolvimento de novas tecnologias capazes de amenizar os problemas atuais são atividades de grande importância.

Um item que tem grande impacto em avaliações de um sistema elétrico de potência é a característica das cargas, o que não é diferente nos estudos de segurança de tensão. As ferramentas matemáticas utilizadas para a modelagem de cargas podem usar modelos estáticos ou dinâmicos, a depender do tipo de estudo que se pretende realizar. No caso de uma análise em regime transitório, por exemplo, o aspecto dinâmico das cargas é mais relevante, porém,

quando se espera verificar o comportamento das cargas em situação de regime permanente senoidal, modelos estáticos são mais indicados. De qualquer maneira, para que o comportamento real do sistema elétrico possa ser modelado matematicamente de maneira satisfatória, é importante conhecer as características de cada carga e como elas se comportarão dentro de um processo de resolução dos circuitos de rede, como por exemplo, num fluxo de potência. Além disso, o modo como ocorre a conexão das cargas também terá impacto relevante, especialmente quando se trata de sistemas de distribuição, que possuem cargas e transformadores com conexões diversas dentro de uma rede majoritariamente desequilibrada e com cabos neutros e aterramentos.

Devido a essas características, a avaliação de um sistema de distribuição demanda uma análise que possa interpretar uma rede elétrica multifásica e desequilibrada, com a existência de condutores neutros e de aterramentos, e vários tipos de cargas, ou seja, algumas especificidades. Em se tratando de verificação da segurança de tensão de um sistema de distribuição, é necessário considerar estes aspectos, para que os resultados alcançados estejam próximos da realidade, e, assim, é necessário que os estudos sejam realizados por um ferramental capaz de lidar com essas particularidades.

1.2. Motivações

A evolução da complexidade dos sistemas elétricos de potência, bem como a utilização de equipamentos eletrônicos e sistemas supervisórios modernos, implica em um maior detalhamento das informações e grandezas do sistema, o que permite que o ferramental para análise ou síntese das características da rede elétrica possa ser cada vez mais desenvolvido. Com base nessa idéia, pode-se inferir que todo o processo de modelagem matemática tem também a necessidade de se tornar cada vez mais similar ao que ocorre na realidade, refletindo o comportamento do sistema elétrico como um todo.

Portanto, no âmbito da análise da segurança de tensão de um sistema elétrico de distribuição, que possui característica de desequilíbrio entre as fases, devido as assimetrias das redes e diferentes tipos de cargas e conexões, além da possibilidade do uso de cabos neutros e aterramentos, pode-se estimar que a consideração destas características para a solução do problema seja de fundamental importância. Assim, a avaliação de parâmetros como a margem de carregamento, ponto de colapso de tensão, direção das curvas PV para cada fase de cada

barra do sistema são tópicos que devem ser verificados com o devido critério e a especificidade necessária.

Após uma avaliação de trabalhos relacionados ao tema e da abordagem utilizada na maioria deles, foi observado que tópicos como a análise do impacto dos diferentes modelos de cargas, tipos de conexões, avaliação dos cabos neutros, verificação de discontinuidades e de múltiplas soluções para a resolução do fluxo de potência continuado não foram até o momento analisados de forma profunda, apesar de serem assuntos relevantes para a segurança de tensão de sistemas elétricos de potência, e suas considerações e análises permitirão um entendimento mais amplo do assunto em sistemas trifásicos (ou multifásicos) desequilibrados, como o sistema elétrico de distribuição, por exemplo.

Além disso, situações como variações de carregamento em nós específicos, ou em pontos diversos de uma mesma rede, não receberam ainda análises aprofundadas, de modo que se possa realizar uma inspeção geral da segurança de tensão do sistema elétrico sob estudo em cenários de carregamento diversos. Esta abordagem reflete uma situação operacional real, e muitas vezes impactante, especialmente em sistemas de distribuição e que até então não teve muita atenção na vanguarda acadêmica. Inclusive, a possibilidade de se verificar a condição da rede em situação de carregamento diverso entre partes específicas do mesmo sistema elétrico, também permite pensar na possibilidade de realizar esse carregamento da rede de forma otimizada.

Enfatiza-se que a segurança de tensão em sistemas elétricos é assunto de grande relevância para a obtenção da margem máxima de carregamento e da avaliação do ponto de carregamento atual de uma rede elétrica. Esta análise vem sendo cada vez mais relacionada com os sistemas elétricos de distribuição, tendo inclusive instruções regulamentadoras que já levam esse aspecto em consideração como apresentado em ANEEL (2018). Considerando que o assunto é importante e que o campo para pesquisa e desenvolvimento ainda fornece espaço para um maior aperfeiçoamento de determinadas questões, anteriormente citadas, o estudo da segurança de tensão se apresentou como tópico de interesse para o desenvolvimento deste trabalho.

1.3. Revisão Bibliográfica

A avaliação da estabilidade em sistemas elétricos de potência tem suas definições básicas descritas em IEEE/CIGRE joint task force (2004), onde estão definidas as terminologias e também os conceitos básicos sobre o assunto. Uma classificação em termos da estabilidade de tensão ou angular, para grandes ou pequenos distúrbios, estática ou transitória, de médio ou longo prazo e outras subdivisões está definida em Kundur (1994).

A utilização dos resultados do cálculo do fluxo de potência como ferramenta para o cálculo da segurança de tensão é bastante difundida na literatura, conforme apresentado na sua vertente continuada (FPC) em Ajjarapu e Christy (1992). O trabalho de Kundur (1994) sintetiza os conceitos básicos para a análise da segurança de tensão com base no FPC voltado para o estudo de sistemas de transmissão, além de apresentar também aspectos relacionados ao estudo da estabilidade, de forma mais abrangente, assim como em IEEE std 399 (1997). De maneira geral, a utilização do cálculo do fluxo de potência voltado para a área de estabilidade se fixa nas premissas da sua formulação convencional, ou seja, no uso de coordenadas polares das tensões nas barras e resíduos de potências ativa e reativa para a resolução do problema pelo método de Newton-Raphson. Por outro lado, a concepção do uso de coordenadas retangulares em conjunto com resíduos de correntes reais e imaginárias, conforme versa o Método de Injeção de Correntes (MIC) (COSTA, MARTINS e PEREIRA, 1999), também é uma possibilidade para o cálculo do fluxo de potência em qualquer uma de suas aplicações.

O uso do MIC já é atualmente bastante difundido na literatura tanto na sua vertente trifásica (MICT, definida originalmente por Garcia, *et al.* (2000), dando a possibilidade de representação dos sistemas trifásicos de maneira mais fidedigna. Também se mostrou uma ferramenta bastante eficaz quando utilizado em processos de otimização, como por exemplo em conjunto com o método dos pontos interiores (MPI) no cálculo do fluxo de potência ótimo, conforme foi apresentado em Araujo (2005), considerando modelagens trifásicas. Na sua vertente n-fásica (MICN) (PENIDO, 2008), o método se mostrou bastante útil na análise de sistemas a quatro ou mais condutores, ou em análises de aterramentos, além de também ser capaz de ser utilizado como recurso para otimização de sistemas elétricos, conforme apresentado e em Vieira (2013).

O método do fluxo de potência continuado é a principal ferramenta para a análise de segurança de tensão, tendo sido desde então uma ferramenta de apoio para a verificação de questões relativas a esse assunto, sendo assim, esse método foi largamente utilizado para avaliar

especialmente sistemas de transmissão, onde o uso de equivalentes monofásicos permitia uma análise satisfatória. O FPC foi desenvolvido posteriormente em vários trabalhos na literatura, como em Leite e Costa (2003), onde o método foi construído utilizando componentes retangulares das tensões nas barras e integrado ao método de injeção de correntes, para resolução do fluxo de potência em sistemas de transmissão.

Porém, ao longo dos anos é possível perceber que a abordagem monofásica do FPC não se mostrou suficiente para os sistemas de distribuição devido aos acoplamentos entre fases, os desequilíbrios dos alimentadores e das cargas. Assim, por conta disso, essa ferramenta foi aperfeiçoada, como em Zhang, Ju e Handschin (2005), onde foi proposto um método de FPC trifásico, onde foram obtidas conclusões relacionadas ao perfil do carregamento de um sistema elétrico desequilibrado, demonstrando que as fases do sistema, de maneira geral, se comportam de modo diferente. Os exemplos apresentados demonstraram que, por exemplo, ao logo do incremento de carga, uma das três fases tende a ter uma curva PV evoluindo num sentido (por exemplo, anti-horário) e as outras duas em um sentido oposto (horário), sendo que as três fases apresentariam ainda níveis de tensão diferentes a depender do grau de desequilíbrio do sistema.

Em Xu, Wang e Ajarapu (2012) foi proposto um método que utiliza passo adaptativo para o fluxo de potência continuado, onde a previsão do passo é realizada por meio de um monitoramento da possibilidade de convergência do processo, evitando assim a escolha de passos que possam possibilitar uma divergência antecipada no procedimento de solução. Já em Ju, *et al.* (2014) foi desenvolvida uma metodologia de aplicação do fluxo de potência continuado em sistemas de distribuição utilizando o método de resolução *backward/forward sweep*. Em Chou e Butler-Purry (2014) e Zhao, *et al.* (2015), onde foi analisado o impacto das gerações distribuídas no FPC trifásico. E em Araujo, *et al.* (2015) foi proposto um FPC multifásico, que permitia a representação e a verificação do perfil das curvas PVs de sistemas considerando cabos neutros, aterramentos e dispositivos de controles de tensão.

Evoluções no FPC original ainda continuam em voga, como pode ser visto em desenvolvimentos recentes deste método em Gan, *et al.* (2015), que utiliza o método dos mínimos quadrados para a etapa de predição do ponto de máximo carregamento; e em Wang, *et al.* (2017) que utiliza um método com matriz Jacobiana fixa e reformula as equações não lineares do fluxo de potência como equações diferenciais ordinárias (EDOs) criando um sistema de resolução complexo que é feito em GPUs, unidades de processamento gráfico, que possuem capacidade elevada de processamento de dados. Em Adusumilli e Kumar (2018) é apresentado

um sistema em que o FPC é utilizado para determinar curvas PVs considerando incertezas nas injeções de potência ativa e reativa nas barras de carga do sistema.

Em Wang e Xu (2003) foi apresentado trabalho que avaliou que existem múltiplas soluções possíveis para a solução de um fluxo de potência trifásico desequilibrado, o que foi corroborado em Abdel-Akher, *et al.* (2008). Nesse interim, foram apresentadas conclusões baseadas no fato de que para cada par de soluções oriundas de um fluxo de potência desequilibrado com carga em modelo de impedância constante, outras duas soluções poderiam surgir na construção das curvas PV, considerando o carregamento feito no sistema com cargas no modelo de potência constante.

O trabalho apresentado em Araujo, *et al* (2016) retomou as conclusões obtidas em Wang e Xu (2003) para evoluir a pesquisa sobre o tema das múltiplas soluções em um sistema trifásico desequilibrado, mas desta vez com foco nas redes com cabo neutro e/ou aterramentos. Ou seja, a análise passou para uma utilização multifásica do fluxo de potência, voltada para a verificação das soluções possíveis mediante a variação das impedâncias de neutro e terra.

A avaliação de contingências relacionadas ao tema da segurança de tensão em sistemas elétricos é um assunto que está diretamente relacionado a obtenção da margem máxima de carregamento e a avaliação do ponto de carregamento atual. Esta avaliação indica se será necessária uma expansão da rede ou se os problemas podem ser resolvidos através do uso de equipamentos de controle de tensão ou de melhoramentos pontuais na rede. Portanto, pode-se dizer que o estudo da segurança de tensão tem grandes impactos na reconfiguração de sistemas elétricos, haja vista o proposto nas diretrizes e critérios do ONS para estudos elétricos (ONS, 2011), especialmente nos tópicos referentes à análise de defeitos na rede, fechamento de anel e de fechamento em paralelo como ações dentro das diretrizes e critérios para estudos de alívio de carga por subfrequência. A verificação da estabilidade de tensão do sistema é de suma importância na reconfiguração devido a contingências, pois a alteração da topologia de rede pode promover situações de colapso de tensão.

Logo, as ações contingenciais relacionadas à segurança de tensão de redes elétricas tendem a ser baseadas ou na inserção de algum tipo de controle ou equipamento no sistema, ou utilizar como alternativa a expansão da rede elétrica. Em Yimchuen e Udomwongseeree (2011), por exemplo, a expansão do sistema é baseada em estratégias de otimização, considerando também os aspectos da segurança de tensão como ponto fundamental de análise. Por outro lado, quando é possível utilizar estratégias que demandem menor esforço técnico e

econômico, permitindo uma melhoria no perfil de tensão do sistema elétrico, esse tipo de alternativa tende a ser preferencial. Alguns exemplos são a reconfiguração dos sistemas de transmissão (AHMADI, KHANABADI e GHASEMI, 2013) ou de distribuição (BAYAT, 2013), considerando o impacto na segurança de tensão, ou até mesmo a inserção de equipamentos como capacitores ou reguladores, conforme pode ser observado nos trabalhos de Abul'wafa (2014), Rajendar e Banakara (2016), Rahman, Oo e Mahmud (2017), Swain, Panda e Jena (2017). Já em Ngo, Lwin e Santoso (2017) os índices de estabilidade de tensão são primordialmente levados em conta para o planejamento da expansão do sistema. Esses mesmos assuntos foram abordados mais recentemente nos trabalhos de Nikkhah e Rabiee (2018), onde são utilizadas técnicas de otimização para a análise da expansão de redes elétricas, considerando a verificação da segurança de tensão como parâmetro e em Araujo, *et al* (2018), onde a utilização de bancos de capacitores é utilizada como estratégia para reconfiguração de sistemas elétricos.

A obtenção do ponto de máximo carregamento de um sistema também é tema central de alguns trabalhos na literatura acadêmica, que utilizam métodos diversos para atingir esse objetivo, não necessariamente relacionados ao FPC. Em Torres, Peralta e Castro (2007) a margem de carregamento é estimada através do uso de lógica neuro-fuzzy. A técnica de algoritmos genéticos (AG) é utilizada em Nakawiro e Erlich (2009) como ferramenta de otimização de um fluxo de potência ótimo que procura aprimorar o despacho de potência reativa de uma rede elétrica, levando em consideração a margem de carregamento do sistema. Já em Phadke, Fozdar e Niazi (2009), os algoritmos genéticos são utilizados como ferramenta de obtenção para o PMC, enquanto redes neurais são utilizadas em Sode-Yome e Lee (2010), para o mesmo fim. Em Church, *et al.* (2011) o método de otimização heurística de colônia de formigas é utilizado para identificar indicações de possível colapso de tensão nas barras de uma *smart grid* e, conseqüentemente, permitir atuação preditiva nesses pontos.

Ainda em termos da análise direta da margem de carregamento de sistemas elétricos, ou do ponto de colapso de tensão, convém destacar as referências a seguir, como Perninge (2014), que introduz uma metodologia que utiliza fluxo de potência ótimo para buscar o carregamento máximo do sistema enquanto atua em controles que objetivam a correção de eventuais instabilidades causadas por contingências na rede. Nessa mesma linha, convém destacar o trabalho de Asghari *et al.* (2017), onde é possível observar um modelo integrado de segurança de tensão em termos estáticos e de estabilidade dinâmica de um sistema elétrico, que lida com a proximidade do colapso de tensão após a ocorrência de uma contingência. A

avaliação da segurança de tensão de um sistema elétrico é totalmente dependente do tipo de carga predominante nesse sistema, o que tem sido alvo de estudos recentes. Por exemplo, a análise do fluxo de potência em redes equilibradas considerando diferentes tipos de carga foi avaliada em Parihar e Malik (2017), enquanto em Korunovic, *et al.* (2018), foi apresentado um trabalho relacionando os parâmetros mais utilizados na modelagem de cargas estáticas. Em Bernstein, *et al.* (2018) foram analisadas questões relacionadas à existência de soluções únicas para os sistemas de distribuição, contudo os autores não analisaram, discutiram ou apontaram inconsistências em artigos publicados que tratavam das múltiplas soluções. Já em Rabiee, *et al.* (2018) o FPC é utilizado para a análise de contingências por meio da verificação da segurança de tensão de um sistema com cargas que variam em termos da tensão na rede.

1.4. Objetivos

Este trabalho tem como objetivo principal fornecer subsídios que possibilitem avaliar corretamente a segurança de tensão de um sistema elétrico de distribuição e que, possam contribuir para uma análise mais apurada dessa questão. Em linhas gerais, será utilizado como ferramental de cálculo o fluxo de potência continuado multifásico (FPCM) em coordenadas retangulares das tensões nas barras baseado no método de injeção de correntes apresentado em Araujo, *et al.* (2015). O carregamento dos sistemas será realizado considerando majoritariamente o parâmetro de continuação como o carregamento (γ) e, em alguns casos o parâmetro de continuação como a tensão.

A avaliação dos principais tipos de conexões e dos diferentes modelos de cargas conectadas a um sistema elétrico desequilibrado sujeito a um carregamento iminente é um tópico que se mostra relevante dentro dos estudos da segurança de tensão, pois com base no tipo de carga a ser utilizado no projeto de uma rede, já será possível obter uma estimativa do que se espera em relação ao comportamento do sistema. Logo, esse trabalho tem como uma de suas metas a avaliação do impacto dos diferentes modelos e conexões de cargas em sistemas de distribuição, verificando inclusive a implicação da representação de cabos neutros e aterramentos e o acoplamento mútuo entre alimentadores paralelos.

Além da análise das cargas, este trabalho também objetiva avaliar a questão das múltiplas soluções existentes para o fluxo de potência, seguindo a linha do que foi inicialmente apresentado em Wang e Xu (2003) e em seguida em Araujo, *et al.* (2016), onde foram

demonstradas conclusões relevantes, mas ainda pouco difundidas para o modelo de respostas obtidas num cálculo de fluxo de potência continuado trifásico e multifásico, respectivamente. Nesses trabalhos, não foi avaliada a questão das discontinuidades e aplicação de soluções múltiplas com foco direto na segurança de tensão. Portanto, com base nessas informações, surgiu o interesse de aprofundar os estudos num âmbito da análise das múltiplas soluções com foco na segurança de tensão, considerando os impactos no ponto de máximo carregamento e na convergência das soluções, inclusive com testes em sistemas que possuam cabos neutros ou aterramentos. A relevância e a coerência das soluções obtidas serão também verificadas considerando o ponto de carregamento do sistema onde a análise foi realizada e também a estratégia de carregamento utilizada.

Outro objetivo é desenvolver um método para verificar a segurança de tensão de um sistema em regime permanente, utilizando o FPCM apresentado em Araujo, *et al.* (2015) utilizando uma estratégia de otimização baseada na técnica de algoritmos genéticos. O objetivo será integrar essas ferramentas para criar um método no qual é feita uma divisão do sistema em áreas diferentes, onde cada área é carregada individualmente, de modo que a extensão da margem de carregamento do sistema será dependente dos carregamentos individualizados e otimizados por área. A ideia é buscar a maior margem de carregamento possível para o sistema, a depender de uma ordem de prioridade no carregamento de cada área especificada.

Logo, objetiva-se neste trabalho utilizar o fluxo de potência continuado em uma vertente multifásica para a avaliação da segurança de tensão de sistemas elétricos trifásicos desequilibrados, considerando cabos neutros ou de aterramento, porém, com foco em pontos ainda inéditos, ou ainda não desenvolvidos completamente na literatura atual, que podem ser considerados como estudos avançados no tema, como impacto de cargas e múltiplas soluções, além da proposição de um método para otimizar o carregamento.

Para cumprir os objetivos elencados, os alimentadores teste do IEEE serão avaliados com base em IEEE (2015) e em Schneider, *et al.* (2018) , além de também serem utilizadas variações de alguns desses sistemas, de modo a ser possível realizar comparações avançadas entre diversas abordagens.

1.5. Publicações Submetidas ou Aprovadas

Impacts of the representation of mutual coupling between feeders in distribution systems, publicado no International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 105, p. 17-27, 2019. Este artigo aborda alguns dos conceitos discutidos no capítulo 2.

An In-depth Study on Multiple Power Flow Solutions in Unbalanced Distribution Systems submetido à IEEE Transactions on Smart Grids e foi recusado, contudo o editor solicitou explicitamente o envio de nova versão para a mesma revista com as solicitações dos revisores respondidas. Este artigo aborda os aspectos das múltiplas soluções, discutidos no capítulo 3.

Evaluation of the Load Model and the Transformers Connections in the Multiphase Continuous Power Flow submetido à IEEE Latin America Transactions. Este artigo aborda os conceitos de cargas e transformadores discutidos no capítulo 2.

A method for maximizing loading in the distribution system considering different factors per area. Em elaboração. Submissão para uma revista Qualis A. Este artigo aborda os aspectos da otimização proposta no Capítulo 5.

1.6. Estrutura do Trabalho

No Capítulo 2 é definida a modelagem matemática que é a base para a formatação dos tipos de cargas e conexões utilizadas nos sistemas teste ao longo do trabalho. Será verificado e provado matematicamente em circuitos simples o impacto de cada tipo principal de carga estática num sistema elétrico. Será também apresentada uma estratégia para análise de sensibilidade de tensão no ponto de máximo carregamento em sistemas multifásicos. Além disso, vai ser verificado ainda neste capítulo, por meio dos sistemas teste do IEEE, o impacto dos tipos de conexões e modelos estáticos de carga mais comuns para a análise de segurança de tensão, no intuito de verificar a relevância de algumas das diferentes maneiras de se conectar uma carga trifásica a um sistema elétrico desequilibrado.

No Capítulo 3 é apresentada uma metodologia para a obtenção de múltiplas soluções de um fluxo de potência continuado em algumas das redes apresentadas no capítulo 2 e também em sistema com cabo neutro e de aterramento, bem como exemplos de descontinuidades observadas nos perfis de tensão de alguns dos sistemas analisados. O assunto

também será estendido para situação comparativa entre sistema simples com modelo de cargas único e, posteriormente, com a variação para sistemas com conexões de cargas de modelos diferentes.

No Capítulo 4 é desenvolvido um método baseado em um critério de divisão do sistema elétrico em áreas previamente escolhidas, onde cada uma dessas regiões utiliza um passo distinto ao longo do carregamento do sistema. As implicações dessa metodologia dentro da resolução do FPCM e as consequências para os pontos de interesse na análise da segurança de tensão, como a avaliação da margem de carregamento e níveis de tensão nos nós críticos do sistema serão verificados e comparados com o carregamento executado de maneira tradicional.

Já no Capítulo 5 é utilizada a técnica de otimização por Algoritmos Genéticos (AG) integrada ao FPCM para a obtenção do maior ponto de máximo carregamento (PMC) possível para um sistema elétrico. Essa técnica utilizará as premissas estabelecidas no capítulo anterior, no que tange a possibilidade de carregar regiões previamente definidas de um sistema elétrico de forma distinta e, no desenvolvimento dessa abordagem, de maneira otimizada.

Por fim, o Capítulo 6 discorre a respeito das conclusões gerais do trabalho e também as sugestões para trabalhos futuros.

O Anexo A apresenta uma fundamentação teórica, com uma explicação das ferramentas e premissas básicas de técnicas que foram utilizadas ao longo do trabalho, dentre elas o MICN e o FPCM. Também é feita uma breve explicação dos modelos estáticos de cargas (para uso em regime permanente senoidal) e também dos tipos principais de conexões utilizadas para cargas.

1.7. Convenções e Nomenclaturas Utilizadas

Esta seção apresenta algumas convenções e nomenclaturas empregadas neste trabalho, com o intuito de evitar possíveis interpretações equivocadas e também de facilitar a leitura. A convenção utilizada para distinção da escrita dos diferentes tipos de variáveis é mostrada na Tabela 1.1:

Tabela 1.1 – Convenções adotadas para escrita de variáveis

Tipo de variável	Tipo de escrita	Exemplo
Escalar Real	Minúscula em itálico	x
Escalar Complexo	Maiúscula em itálico	X

Vetor	Minúscula em negrito	x
Matriz	Maiúscula em negrito	X

Cabe frisar que a designação para a escrita dos vetores considera a sua representação como vetores colunas. A referência de um vetor linha é dada pelo transposto de um vetor coluna, por exemplo: \mathbf{x}^t .

Na Tabela 1.2 estão descritos os símbolos adotados para indicar funções ou operações, seguidos de seus respectivos significados.

Tabela 1.2 – Convenções utilizadas para funções e operações

Símbolo	Exemplo	Significado
t sobrescrito em itálico	\mathbf{A}^t	Matriz transposta de \mathbf{A}
* sobrescrito	X^*	Conjugado do complexo X
	$ X $	Valor absoluto (módulo) do complexo X
“r” subscrito	X_r	Parte real do complexo X
“m” subscrito	X_m	Parte imaginária do complexo X

As grandezas, variáveis ou entidades matemáticas serão representadas pela simbologia descrita na Tabela 1.3.

Tabela 1.3 – Convenções adotadas para designar grandezas, variáveis ou entidades matemáticas

Símbolo	Significado
j	Complexo unitário, igual a uma das raízes quadradas de -1 (a raiz positiva), ou seja, $j = +\sqrt{-1}$
C	Capacitância
L	Indutância
R, r	Resistência
X, x	Reatância
Z, z	Impedância ($z=r+jx$)
G, g	Condutância
B, b	Susceptância
Y, y	Admitância ($y=g+jb$)
v	Módulo da tensão

i	Módulo da corrente
θ	Ângulo em radianos
s	Fase genérica
V	Tensão complexa $V = ve^{j\theta}$
V_k	Tensão entre a barra k e a referência
V_{km}	Tensão entre as barras k e m
I	Corrente complexa $I = ie^{j\theta}$
I_k	Contribuição de injeção de corrente de elemento conectado entre a barra k e a referência, corrente no sentido saindo da barra k
I_{km}	Contribuição de injeção de corrente de elemento conectado entre as barras k e m , corrente no sentido saindo da barra k
P	Potência ativa
Q	Potência reativa
S	Potência aparente ($S=P+jQ$)
Δ	Pequeno desvio de uma variável
γ	Carregamento
J	Matriz Jacobiana
I	Vetor de injeções de correntes
V	Vetor de tensões nodais

Outro ponto importante que cabe ser destacado consiste na idéia de que neste trabalho o emprego do termo “nó” será utilizado para denotar qualquer ponto do sistema elétrico onde se pode determinar a tensão elétrica através do método de injeção de correntes, nesse caso em particular considerando a sua vertente multifásica. O termo “barra”, por sua vez, terá uma conotação mais abrangente, pois representará um elemento do sistema que contenha diversos nós, como por exemplo, um poste, ou uma subestação do sistema de distribuição. Logo, uma barra qualquer do sistema pode ter por exemplo quatro nós, sendo um nó para cada fase (a , b , c) e um nó para o neutro, ou até mesmo possuir “n” nós.

2. Impactos dos Modelos de Cargas e Tipos de Conexões

2.1. Introdução

Este capítulo apresenta uma avaliação de sistemas elétricos de potência multifásicos e desequilibrados, com cargas conectadas em delta ou em estrela, nos modelos de potência, corrente ou impedância constante, no intuito de verificar o impacto das conexões e dos tipos de carga em análises de segurança de tensão. Foi desenvolvida e será apresentada uma modelagem matemática para indicar como serão tratados os modelos de cargas estáticos no restante do trabalho.

Será utilizado inicialmente um circuito simples, de duas barras, para facilitar o desenvolvimento das equações matemáticas e realizar estudos analíticos. Indica-se que os sistemas mais complexos serão resolvidos utilizando os métodos iterativos descritos no Anexo A.

Serão analisados os sistemas IEEE 4 e IEEE 37, estes sistemas são originalmente desequilibrados e possuem características que são interessantes para a análise da segurança de tensão, como: (i) a possibilidade de alteração nas configurações de transformadores; (ii) somente cargas conectadas em delta, ou em estrela, (iii) alimentadores em paralelo.

Os trabalhos já existentes na literatura, como Zhang, Ju e Handschin (2005) e Abdel-Akher, *et al.* (2008) afirmam que, para um sistema trifásico desequilibrado, o FPC apresentará curvas PV com comportamento diverso entre as fases e que elas evoluem em sentidos opostos ao longo do aumento do carregamento, como por exemplo: duas fases podem tender a manter o sentido horário da curva e a terceira fase tende a manter um sentido anti-horário, algo que não acontece quando o sistema possui cargas equilibradas. Esse comportamento e alguns outros serão verificados, como: os impactos no PMC e nos níveis de tensão de nós específicos mediante a alteração dos tipos de conexões, de modelos de cargas em um mesmo sistema e até mediante a permutação das cargas entre as fases, além das comparações entre sistemas equilibrados e desequilibrados, bem como uma extensão na avaliação do sentido das curvas PVs de sistemas trifásicos desequilibrados. O entendimento

desses aspectos será verificado considerando o modelo de cargas e o tipo de conexão que estará sendo utilizado em cada sistema sob análise, com base nos conceitos matemáticos que cada modelo de carga utilizado infringe no comportamento de um sistema elétrico.

O principal objetivo deste capítulo é verificar o impacto das diversas representações das cargas (potência, impedância e corrente constantes), do modelo de conexão (estrela ou delta) e das conexões de transformadores nos resultados de estudo de segurança de tensão.

2.2. Modelagem Matemática

2.2.1. Carga do tipo Potência Constante

Para que seja explicitado o impacto da inserção de cargas de determinado tipo específico num sistema elétrico de distribuição, o circuito trifásico desequilibrado e com aterramento da Figura 2.1 será analisado conectado a cargas do tipo potência constante, conforme já consta nessa figura, mas também com cargas do tipo impedância constante e corrente constante. Inicialmente será estudado o impacto referente a cargas do tipo potência constante.

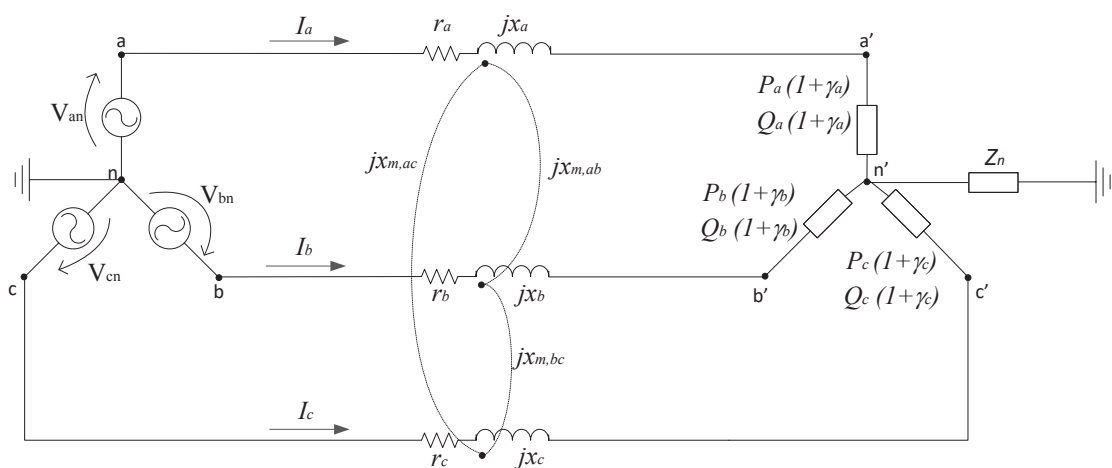


Figura 2.1 - Circuito 2 barras com carga tipo potência constante

O objetivo da resolução do circuito da Figura 2.1 é calcular as tensões e correntes por fase na carga, respectivamente dadas por: $I_a, I_b, I_c, V_{an}, V_{bn}, V_{cn}$. Portanto, as tensões entre fase e neutro para cada nó na subestação, considerando que as tensões são equilibradas, são definidas por (2.1).

$$\begin{cases} V_{an} = V|0^\circ \\ V_{bn} = V|-120^\circ \\ V_{cn} = V|120^\circ \end{cases} \quad (2.1)$$

Resolvendo o circuito da Figura 2.1 pela análise de malhas, tem-se para a corrente de malha I_a a equação disposta em 2.2.

$$\begin{aligned} (r_a + jx_a)I_a + Z_n(I_a + I_b + I_c) + \frac{(P_a + jQ_a)(1 + \gamma_a)}{I_a^*} + jx_{mab}I_b \\ + jx_{mac}I_c = V_{an} \end{aligned} \quad (2.2)$$

Desenvolvendo 2.2, chega-se a 2.3:

$$\begin{aligned} (r_a + jx_a)|I_a|^2 + Z_n|I_a|^2 + Z_nI_a^*I_b + Z_nI_a^*I_c + (P_a + jQ_a)(1 + \gamma_a) \\ + jx_{mab}I_a^*I_b + jx_{mac}I_a^*I_c = V_{an}I_a^* \end{aligned} \quad (2.3)$$

As partes real e imaginária das correntes de fase podem ser definidas por (2.4). Logo, substituindo (2.4) em 2.3, tem-se (2.5).

$$\begin{cases} I_a = I_{r_a} + jI_{m_a} \\ I_b = I_{r_b} + jI_{m_b} \\ I_c = I_{r_c} + jI_{m_c} \end{cases} \quad (2.4)$$

$$\begin{aligned}
& (r_a + jx_a)(I_{r_a}^2 + jI_{m_a}^2) + Z_n(I_{r_a}^2 + jI_{m_a}^2) \\
& \quad + Z_n(I_{r_a} - jI_{m_a})(I_{r_b} + jI_{m_b}) \\
& \quad + Z_n(I_{r_a} - jI_{m_a})(I_{r_c} + jI_{m_c}) + (P_a + jQ_a)(1 + \gamma_a) \\
& \quad + jx_{m_{ab}}(I_{r_a} - jI_{m_a})(I_{r_b} + jI_{m_b}) \\
& \quad + jx_{m_{ac}}(I_{r_a} - jI_{m_a})(I_{r_c} + jI_{m_c}) = V_{an}(I_{r_a} - jI_{m_a})
\end{aligned} \tag{2.5}$$

Desenvolvendo separadamente cada termo da equação (2.5), exceto o segundo termo, tem-se o exposto em (2.6), (2.7), (2.8), (2.9) e (2.10) :

$$(r_a + jx_a)(I_{r_a}^2 + jI_{m_a}^2) = r_a I_{r_a}^2 + r_a I_{m_a}^2 + j(x_a I_{r_a}^2 + x_a I_{m_a}^2) \tag{2.6}$$

$$\begin{aligned}
& Z_n(I_{r_a} - jI_{m_a})(I_{r_b} + jI_{m_b}) \\
& \quad = Z_n[I_{r_a}I_{r_b} + jI_{r_a}I_{m_b} - jI_{m_a}I_{r_b} + I_{m_a}I_{m_b}] \\
& \quad = Z_n[(I_{r_a}I_{r_b} + I_{m_a}I_{m_b}) + j(I_{r_a}I_{m_b} - I_{m_a}I_{r_b})]
\end{aligned} \tag{2.7}$$

$$\begin{aligned}
& Z_n(I_{r_a} - jI_{m_a})(I_{r_c} + jI_{m_c}) \\
& \quad = Z_n[(I_{r_a}I_{r_c} + I_{m_a}I_{m_c}) + j(I_{r_a}I_{m_c} - I_{m_a}I_{r_c})]
\end{aligned} \tag{2.8}$$

$$\begin{aligned}
& jx_{m_{ab}}(I_{r_a} - jI_{m_a})(I_{r_b} + jI_{m_b}) \\
& \quad = jx_{m_{ab}}[I_{r_a}I_{r_b} + jI_{r_a}I_{m_b} - jI_{m_a}I_{r_b} + I_{m_a}I_{m_b}] \\
& \quad = jx_{m_{ab}}I_{r_a}I_{r_b} - x_{m_{ab}}I_{r_a}I_{m_b} + x_{m_{ab}}I_{m_a}I_{r_b} \\
& \quad \quad + jx_{m_{ab}}I_{m_a}I_{m_b} \\
& \quad = x_{m_{ab}}(I_{m_a}I_{r_b} - I_{r_a}I_{m_b}) \\
& \quad \quad + jx_{m_{ab}}(I_{r_a}I_{r_b} + I_{m_a}I_{m_b})
\end{aligned} \tag{2.9}$$

$$\begin{aligned}
& jx_{mac}(I_{ra} - jI_{ma})(I_{rc} + jI_{mc}) \\
& = x_{mac}(I_{ma}I_{rc} - I_{ra}I_{mc}) \\
& + jx_{mac}(I_{ra}I_{rc} + I_{ma}I_{mc})
\end{aligned} \tag{2.10}$$

Reescrevendo (2.5) após agrupar os termos desenvolvidos em (2.6), (2.7), (2.8), (2.9) e (2.10), tem-se a equação apresentada em (2.11).

$$\begin{aligned}
& r_a I_{ra}^2 + r_a I_{ma}^2 + j(x_a I_{ra}^2 + x_a I_{ma}^2) + Z_n(I_{ra}^2 + jI_{ma}^2) \\
& + Z_n[(I_{ra}I_{rb} + I_{ma}I_{mb}) + j(I_{ra}I_{mb} - I_{ma}I_{rb})] \\
& + Z_n[(I_{ra}I_{rc} + I_{ma}I_{mc}) + j(I_{ra}I_{mc} - I_{ma}I_{rc})] \\
& + (P_a + jQ_a)(1 + \gamma_a) + x_{mab}(I_{ma}I_{rb} - I_{ra}I_{mb}) \\
& + jx_{mab}(I_{ra}I_{rb} + I_{ma}I_{mb}) \\
& + x_{mac}(I_{ma}I_{rc} - I_{ra}I_{mc}) \\
& + jx_{mac}(I_{ra}I_{rc} + I_{ma}I_{mc}) = V_{an}(I_{ra} - jI_{ma})
\end{aligned} \tag{2.11}$$

Separando as partes real e imaginária em (2.11) e considerando que a impedância do aterramento é predominantemente reativa, ou seja, considerando que $Z_n = jx_n$ tem-se (2.12) e (2.13). Ressalta-se que a parte resistiva da impedância de aterramento foi desconsiderada, única e exclusivamente para reduzir o tamanho das equações desta seção. Nas outras seções e capítulos é utilizado o modelo completo.

$$\begin{aligned}
& r_a(I_{ra}^2 + I_{ma}^2) - x_n(I_{ra}I_{mb} - I_{ma}I_{rb}) - x_n(I_{ra}I_{mc} - I_{ma}I_{rc}) \\
& + P_a(1 + \gamma_a) + x_{mab}(I_{ma}I_{rb} - I_{ra}I_{mb}) \\
& + x_{mac}(I_{ma}I_{rc} - I_{ra}I_{mc}) = VI_{ra}
\end{aligned} \tag{2.12}$$

$$\begin{aligned}
& x_a(I_{r_a}^2 + I_{m_a}^2) + x_n(I_{r_a}^2 + jI_{m_a}^2) + x_n(I_{r_a}I_{r_b} + I_{m_a}I_{m_b}) \\
& \quad + x_n(I_{r_a}I_{r_c} + I_{m_a}I_{m_c}) + Q_a(1 + \gamma_a) \\
& \quad + x_{m_{ab}}(I_{r_a}I_{r_b} + I_{m_a}I_{m_b}) + x_{m_{ac}}(I_{r_a}I_{r_c} + I_{m_a}I_{m_c}) \\
& = -VI_{m_a}
\end{aligned} \tag{2.13}$$

Assim, organizando os termos definidos em (2.12) e (2.13), tem-se as duas seguintes equações (2.14) e (2.15), não lineares, para a corrente de malha I_a .

$$\begin{aligned}
& r_a(I_{r_a}^2 + I_{m_a}^2) + (x_n + x_{m_{ab}})(I_{m_a}I_{r_b} - I_{r_a}I_{m_b}) \\
& \quad + (x_n + x_{m_{ac}})(I_{m_a}I_{r_c} - I_{r_a}I_{m_c}) - VI_{r_a} \\
& = -P_a(1 + \gamma_a)
\end{aligned} \tag{2.14}$$

$$\begin{aligned}
& (x_a + x_n)(I_{r_a}^2 + I_{m_a}^2) + (x_n + x_{m_{ab}})(I_{r_a}I_{r_b} + I_{m_a}I_{m_b}) \\
& \quad + (x_n + x_{m_{ac}})(I_{r_a}I_{r_c} + I_{m_a}I_{m_c}) + VI_{m_a} \\
& = -Q_a(1 + \gamma_a)
\end{aligned} \tag{2.15}$$

De forma análoga, para a malha I_b , pode-se expandir a potência aparente na fase b da carga por (2.16) e inserir esse valor na equação de malhas desta fase, o que resultará nas equações (2.17) e (2.18) para as partes real e imaginária de I_b .

$$\begin{aligned}
V_{bn}I_b^* & = V|-120^\circ(I_{r_b} - jI_{m_b}) = \left(-0,5V - j\frac{\sqrt{3}}{2}V\right)(I_{r_b} - jI_{m_b}) \\
& = -0,5VI_{r_b} + j0,5VI_{m_b} - j\frac{\sqrt{3}}{2}VI_{r_b} - \frac{\sqrt{3}}{2}VI_{m_b} \\
& = -V\left(0,5I_{r_b} + \frac{\sqrt{3}}{2}I_{m_b}\right) + jV\left(0,5I_{m_b} - \frac{\sqrt{3}}{2}I_{r_b}\right)
\end{aligned} \tag{2.16}$$

$$\begin{aligned}
r_b(I_{r_b}^2 + I_{m_b}^2) + (x_n + x_{m_{ba}})(I_{m_b}I_{r_a} - I_{r_b}I_{m_a}) \\
+ (x_n + x_{m_{bc}})(I_{m_b}I_{r_c} - I_{r_b}I_{m_c}) \\
+ V\left(0,5I_{r_b} + \frac{\sqrt{3}}{2}I_{m_b}\right) = -P_b(1 + \gamma_b)
\end{aligned} \tag{2.17}$$

$$\begin{aligned}
(x_b + x_n)(I_{r_b}^2 + I_{m_b}^2) + (x_n + x_{m_{ba}})(I_{r_b}I_{r_a} + I_{m_b}I_{m_a}) \\
+ (x_n + x_{m_{bc}})(I_{r_b}I_{r_c} + I_{m_b}I_{m_c}) \\
- V\left(0,5I_{m_b} - \frac{\sqrt{3}}{2}I_{r_b}\right) = -Q_b(1 + \gamma_b)
\end{aligned} \tag{2.18}$$

E da mesma forma, para a malha I_c , a potência aparente na carga é dada por (2.19) e as partes real e imaginária de I_c por (2.20) e (2.21), respectivamente.

$$\begin{aligned}
V_{cn}I_c^* &= V|120^\circ(I_{r_c} - jI_{m_c}) = \left(-0,5V + j\frac{\sqrt{3}}{2}V\right)(I_{r_c} - jI_{m_c}) \\
&= -0,5VI_{r_c} + j0,5VI_{m_c} + j\frac{\sqrt{3}}{2}VI_{r_c} + \frac{\sqrt{3}}{2}VI_{m_c} \\
&= V\left(-0,5I_{r_c} + \frac{\sqrt{3}}{2}I_{m_c}\right) + jV\left(0,5I_{m_c} + \frac{\sqrt{3}}{2}I_{r_c}\right)
\end{aligned} \tag{2.19}$$

$$\begin{aligned}
r_c(I_{r_c}^2 + I_{m_c}^2) + (x_n + x_{m_{ca}})(I_{m_c}I_{r_a} - I_{r_c}I_{m_a}) \\
+ (x_n + x_{m_{cb}})(I_{m_c}I_{r_b} - I_{r_c}I_{m_b}) \\
- V\left(-0,5I_{r_c} + \frac{\sqrt{3}}{2}I_{m_c}\right) = -P_c(1 + \gamma_c)
\end{aligned} \tag{2.20}$$

$$\begin{aligned}
& (x_c + x_n)(I_{r_c}^2 + I_{m_c}^2) + (x_n + x_{m_{ca}})(I_{r_c}I_{r_a} + I_{m_c}I_{m_a}) \\
& \quad + (x_n + x_{m_{cb}})(I_{r_c}I_{r_b} + I_{m_c}I_{m_b}) \\
& - V \left(0,5I_{m_c} + \frac{\sqrt{3}}{2}I_{r_c} \right) = -Q_c(1 + \gamma_c)
\end{aligned} \tag{2.21}$$

Concluindo, há 6 equações não lineares, cuja solução resulta as correntes reais e imaginárias por fase. As tensões de fase na carga são dadas por (2.22).

$$\begin{cases} V_{a'm'} = \frac{(P_a + jQ_a)(1 + \gamma_a)}{I_{r_a} - jI_{m_a}} \\ V_{b'm'} = \frac{(P_b + jQ_b)(1 + \gamma_b)}{I_{r_b} - jI_{m_b}} \\ V_{c'm'} = \frac{(P_c + jQ_c)(1 + \gamma_c)}{I_{r_c} - jI_{m_c}} \end{cases} \tag{2.22}$$

2.2.2. Carga do tipo Impedância Constante

Quando a carga conectada ao sistema é do tipo impedância constante, conforme demonstrado no circuito da Figura 2.2, as cargas são representadas por uma impedância subdividida em uma parte resistiva e outra reativa por fase, o que faz com que a resolução do circuito apresente resultados diferentes em relação ao que foi verificado na seção anterior, para carga do tipo potência constante, conforme será visto na sequência dessa seção.

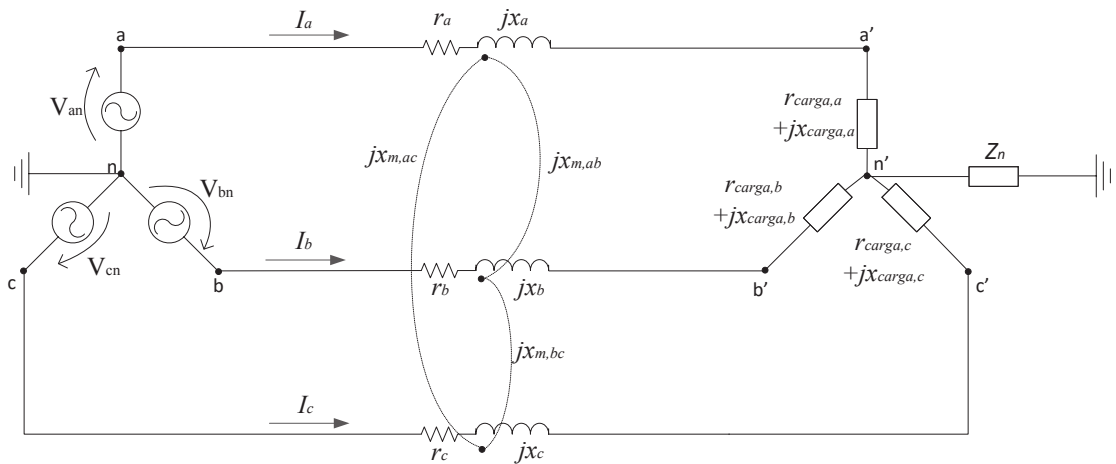


Figura 2.2 - Circuito 2 barras com carga tipo impedância constante

A carga do tipo impedância constante da fase a pode ser definida em termos da potência demandada por ela, conforme definido em (2.23).

$$S_a = P_{0a}(1 + \gamma_a)|V_{am'}|^2 + jQ_{0a}(1 + \gamma_a)|V_{am'}|^2 = \frac{|V_{am'}|^2}{Z^*_{carga_a}} \quad (2.23)$$

Isolando a impedância na fase a , tem-se (2.24):

$$Z^*_{carga_a} = \frac{1}{(1 + \gamma_a)(P_{0a} + jQ_{0a})} = \frac{(P_{0a} - jQ_{0a})}{(1 + \gamma_a)(P_{0a}^2 + jQ_{0a}^2)} \quad (2.24)$$

Expandindo (2.24), tem-se (2.25):

$$\begin{aligned} Z_{carga_a} &= \frac{(P_{0a} + jQ_{0a})}{(1 + \gamma_a)(P_{0a}^2 + jQ_{0a}^2)} \\ &= \frac{P_{0a}}{(1 + \gamma_a)(P_{0a}^2 + jQ_{0a}^2)} + j \frac{Q_{0a}}{(1 + \gamma_a)(P_{0a}^2 + jQ_{0a}^2)} \end{aligned} \quad (2.25)$$

Logo, a impedância da carga na fase a é dada por (2.26):

$$\begin{cases} r_{carga_a} = \frac{P_{0a}}{(1 + \gamma_a)(P_{0a}^2 + jQ_{0a}^2)} \\ x_{carga_a} = \frac{Q_{0a}}{(1 + \gamma_a)(P_{0a}^2 + jQ_{0a}^2)} \end{cases} \quad (2.26)$$

Analogamente, as equações (2.27) e (2.28) definem a impedância da carga para as fases *b* e *c*.

$$\begin{cases} r_{carga_b} = \frac{P_{0b}}{(1 + \gamma_b)(P_{0b}^2 + jQ_{0b}^2)} \\ x_{carga_b} = \frac{Q_{0b}}{(1 + \gamma_b)(P_{0b}^2 + jQ_{0b}^2)} \end{cases} \quad (2.27)$$

$$\begin{cases} r_{carga_c} = \frac{P_{0c}}{(1 + \gamma_c)(P_{0c}^2 + jQ_{0c}^2)} \\ x_{carga_c} = \frac{Q_{0c}}{(1 + \gamma_c)(P_{0c}^2 + jQ_{0c}^2)} \end{cases} \quad (2.28)$$

A equação (2.29) define a malha que percorre a corrente I_a na Figura 2.2:

$$\begin{aligned} (r_a + jx_a)I_a + Z_n(I_a + I_b + I_c) + (r_{carga_a} + jx_{carga_a})I_a + jx_{m_{ab}}I_b \\ + jx_{m_{ac}}I_c = V_{an} \end{aligned} \quad (2.29)$$

Desenvolvendo (2.29), tem-se (2.30):

$$\begin{aligned} (r_a + jx_a)(I_{r_a} + jI_{m_a}) \\ + Z_n[(I_{r_a} + jI_{m_a}) + (I_{r_b} + jI_{m_b}) + (I_{r_c} + jI_{m_c})] \\ + (r_{carga_a} + jx_{carga_a})(I_{r_a} + jI_{m_a}) + jx_{m_{ab}}(I_{r_b} \\ + jI_{m_b}) + jx_{m_{ac}}(I_{r_c} + jI_{m_c}) = V \end{aligned} \quad (2.30)$$

Fazendo a mesma consideração de que a impedância do cabo neutro é predominantemente reativa ($Z_n = jx_n$), (2.30) se torna (2.31).

$$\begin{aligned}
& (r_a I_{r_a} - x_a I_{m_a}) + j(r_a I_{m_a} + x_a I_{r_a}) - x_n(I_{m_a} + I_{m_b} + I_{m_c}) \\
& \quad + jx_n(I_{r_a} + I_{r_b} + I_{r_c}) \\
& \quad + (r_{carga_a} I_{r_a} - x_{carga_a} I_{m_a} - x_{m_{ab}} I_{m_b} - x_{m_{ac}} I_{m_c}) \\
& \quad + j(r_{carga_a} I_{m_a} + x_{carga_a} I_{r_a} + x_{m_{ab}} I_{r_b} + x_{m_{ac}} I_{r_c}) \\
& = V
\end{aligned} \tag{2.31}$$

Separando (2.31) em parte real e imaginária, tem-se a definição das equações de corrente I_a em (2.32) e (2.33), respectivamente.

$$\begin{aligned}
& r_a I_{r_a} - x_a I_{m_a} + r_{carga_a} I_{r_a} - x_{carga_a} I_{m_a} - x_{m_{ab}} I_{m_b} - x_{m_{ac}} I_{m_c} \\
& \quad - x_n(I_{m_a} + I_{m_b} + I_{m_c}) = V
\end{aligned} \tag{2.32}$$

$$\begin{aligned}
& r_a I_{m_a} + x_a I_{r_a} + r_{carga_a} I_{m_a} + x_{carga_a} I_{r_a} + x_{m_{ab}} I_{r_b} + x_{m_{ac}} I_{r_c} \\
& \quad + x_n(I_{r_a} + I_{r_b} + I_{r_c}) = 0
\end{aligned} \tag{2.33}$$

De modo análogo, para as partes real e imaginária da corrente de malha I_b tem-se (2.34) e (2.35), nesta ordem.

$$\begin{aligned}
& r_b I_{r_b} - x_b I_{m_b} + r_{carga_b} I_{r_b} - x_{carga_b} I_{m_b} - x_{m_{ba}} I_{m_a} - x_{m_{bc}} I_{m_c} \\
& \quad - x_n(I_{m_a} + I_{m_b} + I_{m_c}) = -0,5V
\end{aligned} \tag{2.34}$$

$$\begin{aligned}
r_b I_{m_b} + x_b I_{r_b} + r_{carga_b} I_{m_b} + x_{carga_b} I_{r_b} + x_{m_{ba}} I_{r_a} + x_{m_{bc}} I_{r_c} \\
+ x_n (I_{r_a} + I_{r_b} + I_{r_c}) = -\frac{\sqrt{3}}{2} V
\end{aligned} \tag{2.35}$$

E, seguindo o mesmo raciocínio, a parte real da corrente I_c será dada por (2.36) e a parte imaginária por (2.37).

$$\begin{aligned}
r_c I_{r_c} - x_c I_{m_c} + r_{carga_c} I_{r_c} - x_{carga_c} I_{m_c} - x_{m_{ca}} I_{m_a} - x_{m_{cb}} I_{m_b} \\
- x_n (I_{m_a} + I_{m_b} + I_{m_c}) = -0,5V
\end{aligned} \tag{2.36}$$

$$\begin{aligned}
r_c I_{m_c} + x_c I_{r_c} + r_{carga_c} I_{m_c} + x_{carga_c} I_{r_c} + x_{m_{ca}} I_{r_a} + x_{m_{cb}} I_{r_b} \\
+ x_n (I_{r_a} + I_{r_b} + I_{r_c}) = \frac{\sqrt{3}}{2} V
\end{aligned} \tag{2.37}$$

O desenvolvimento das equações de malha do sistema apresenta seis equações lineares, cuja solução resulta as correntes reais e imaginárias por fase. As tensões de fase na carga são dadas por (2.38) e as potências por (2.39). É importante ressaltar que para cada valor de γ , no caso das cargas modeladas como potência constante, o sistema pode ter várias soluções para cada γ . O mesmo não acontece quando as cargas são modeladas como impedância constante, as equações são lineares e existe apenas uma solução para cada valor de γ . Contudo, quando se analisa o número de soluções para cada valor de potência transferida entre a fonte e a carga, pode-se ter mais soluções no caso de cargas modeladas como impedância constante, pois a potência transferida é uma função da tensão e da corrente. Desta forma, geralmente tem-se duas soluções, sendo que uma delas apresenta tensões perto do valor nominal e a outra solução apresenta tensões com valores menores.

$$\begin{cases} V_{a'n'} = (r_{carga_a} + jx_{carga_a})(I_{r_a} + jI_{m_a}) \\ V_{b'n'} = (r_{carga_b} + jx_{carga_b})(I_{r_b} + jI_{m_b}) \\ V_{c'n'} = (r_{carga_c} + jx_{carga_c})(I_{r_c} + jI_{m_c}) \end{cases} \quad (2.38)$$

$$\begin{cases} P_{a'm'} = r_{carga_a}(I_{r_a}^2 + I_{m_a}^2) \\ P_{b'm'} = r_{carga_b}(I_{r_b}^2 + I_{m_b}^2) \\ P_{c'm'} = r_{carga_c}(I_{r_c}^2 + I_{m_c}^2) \end{cases} \quad (2.39)$$

2.2.3. Carga do tipo Corrente Constante

Para o caso em que a carga conectada ao sistema é do tipo corrente constante, a carga pode ser representada por uma fonte de corrente em cada fase, conforme demonstrado no circuito da Figura 2.3. Essa configuração da carga levará a um resultado diferente dos observados nas duas seções anteriores para a resolução do circuito.

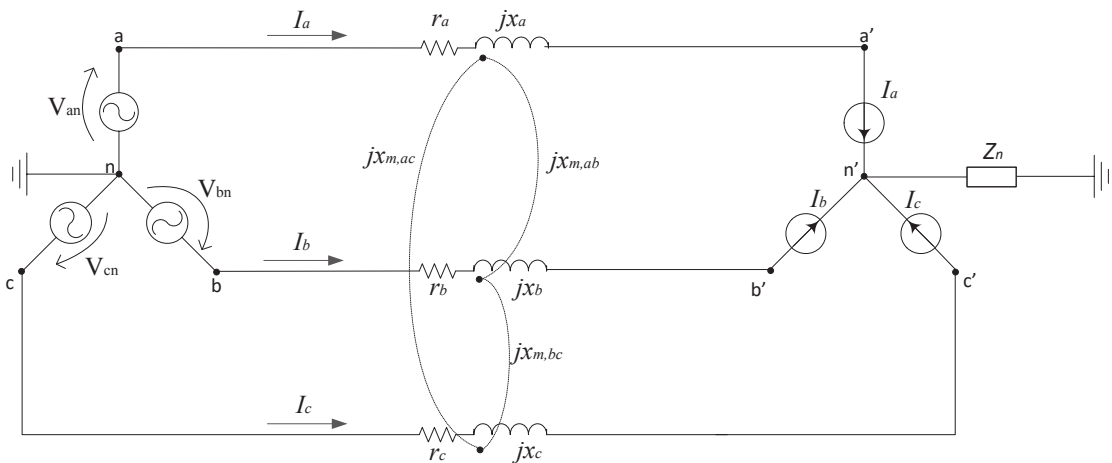


Figura 2.3 - Circuito 2 barras com carga tipo corrente constante

Assim como o caso de carga do tipo impedância constante, a carga do tipo corrente constante da fase a pode ser definida em termos da potência demandada por ela, conforme definido em (2.40).

$$S_a = P_{0a}(1 + \gamma_a)|V_{an'}| + jQ_{0a}(1 + \gamma_a)|V_{an'}| = |V_{an'}| \cdot I_a^* \quad (2.40)$$

Isolando a corrente na fase a , tem-se (2.41) e, conseqüentemente, (2.42):

$$I_a^* = (1 + \gamma_a)(P_{0a} + jQ_{0a}) \quad (2.41)$$

$$I_a = (1 + \gamma_a)(P_{0a} - jQ_{0a}) \quad (2.42)$$

Analogamente, as equações (2.43) e (2.44) definem a corrente da carga para as fases b e c .

$$I_b = (1 + \gamma_b)(P_{0b} - jQ_{0b}) \quad (2.43)$$

$$I_c = (1 + \gamma_c)(P_{0c} - jQ_{0c}) \quad (2.44)$$

Logo, a equação (2.45) define o caminho percorrido na malha pela corrente I_a , na Figura 2.3.

$$(r_a + jx_a)I_a + Z_n(I_a + I_b + I_c) + jx_{m_{ab}}I_b + jx_{m_{ac}}I_c + V_{an'} = V_{an} \quad (2.45)$$

Expandindo (2.45), tem-se (2.46).

$$\begin{aligned} (r_a + jx_a)(I_r + jI_m) & \\ + Z_n[(I_r + jI_m) + (I_r + jI_m) + (I_r + jI_m)] & \quad (2.46) \\ + jx_{m_{ab}}(I_r + jI_m) + jx_{m_{ac}}(I_r + jI_m) + V_{an'} = V & \end{aligned}$$

Novamente considerando que a impedância de aterramento é predominantemente reativa ($Z_n = jx_n$), (2.46) se torna (2.47).

$$\begin{aligned} & (r_a I_{r_a} + x_a I_{m_a}) + j(r_a I_{m_a} + x_a I_{r_a}) + x_n(I_{m_a} + I_{m_b} + I_{m_c}) \\ & + jx_n(I_{r_a} + I_{r_b} + I_{r_c}) - (x_{m_{ab}} I_{m_b} + x_{m_{ac}} I_{m_c}) \\ & + j(x_{m_{ab}} I_{r_b} + x_{m_{ac}} I_{r_c}) + V_{a'n'} = V \end{aligned} \quad (2.47)$$

Separando (2.47) em parte real e imaginária, tem-se a definição das equações de corrente I_a em (2.48) e (2.49), respectivamente.

$$\begin{aligned} & r_a I_{r_a} + x_a I_{m_a} - x_{m_{ab}} I_{m_b} - x_{m_{ac}} I_{m_c} + x_n(I_{m_a} + I_{m_b} + I_{m_c}) + V_{r_{a'n'}} \\ & = V \end{aligned} \quad (2.48)$$

$$\begin{aligned} & r_a I_{m_a} + x_a I_{r_a} + x_{m_{ab}} I_{r_b} + x_{m_{ac}} I_{r_c} + x_n(I_{r_a} + I_{r_b} + I_{r_c}) + V_{m_{a'n'}} \\ & = 0 \end{aligned} \quad (2.49)$$

Analogamente, para as partes real e imaginária da corrente de malha I_b tem-se (2.50) e (2.51), nesta ordem.

$$\begin{aligned} & r_b I_{r_b} + x_b I_{m_b} - x_{m_{ba}} I_{m_a} - x_{m_{bc}} I_{m_c} + x_n(I_{m_a} + I_{m_b} + I_{m_c}) + V_{r_{b'n'}} \\ & = -0,5V \end{aligned} \quad (2.50)$$

$$\begin{aligned} & r_b I_{m_b} + x_b I_{r_b} + x_{m_{ba}} I_{r_a} + x_{m_{bc}} I_{r_c} + x_n(I_{r_a} + I_{r_b} + I_{r_c}) + V_{m_{b'n'}} \\ & = -\frac{\sqrt{3}}{2}V \end{aligned} \quad (2.51)$$

Já no caso da malha percorrida pela corrente I_c , a parte real será dada por (2.52) e a parte imaginária por (2.53).

$$\begin{aligned} r_c I_{r_c} + x_c I_{m_c} - x_{m_{ca}} I_{m_a} - x_{m_{cb}} I_{m_b} + x_n (I_{m_a} + I_{m_b} + I_{m_c}) + V_{r_{cm'}} \\ = -0,5V \end{aligned} \quad (2.52)$$

$$\begin{aligned} r_c I_{m_c} + x_c I_{r_c} + x_{m_{ca}} I_{r_a} + x_{m_{cb}} I_{r_b} + x_n (I_{r_a} + I_{r_b} + I_{r_c}) + V_{m_{cm'}} \\ = \frac{\sqrt{3}}{2} V \end{aligned} \quad (2.53)$$

A tensão na fase a da carga pode ser obtida considerando a corrente I_a como exposto em (2.42) e para as fases b e c de forma análoga, considerando I_b e I_c determinadas em (2.43) e (2.44). Portanto, as tensões na carga do tipo corrente constante são definidas por (2.54).

$$\begin{cases} V_{a'm'} = \frac{(P_{0a} + jQ_{0a})}{(1 + \gamma_a)(P_{0a} - jQ_{0a})} \\ V_{b'm'} = \frac{(P_{0b} + jQ_{0b})}{(1 + \gamma_b)(P_{0b} - jQ_{0b})} \\ V_{c'm'} = \frac{(P_{0c} + jQ_{0c})}{(1 + \gamma_c)(P_{0c} - jQ_{0c})} \end{cases} \quad (2.54)$$

Separando em partes real e imaginária, tem-se:

$$\begin{cases} V_{r_{a'n'}} = \frac{P_{0a}}{(1 + \gamma_a)(P_{0a} - jQ_{0a})} \\ V_{m_{a'm'}} = \frac{Q_{0a}}{(1 + \gamma_a)(P_{0a} - jQ_{0a})} \end{cases} \quad (2.55)$$

$$\begin{cases} V_{r_{b'n'}} = \frac{P_{0b}}{(1 + \gamma_b)(P_{0b} - jQ_{0b})} \\ V_{m_{b'm'}} = \frac{Q_{0b}}{(1 + \gamma_b)(P_{0b} - jQ_{0b})} \end{cases} \quad (2.56)$$

$$\begin{cases} V_{r_c'n'} = \frac{P_{0_c}}{(1 + \gamma_c)(P_{0_c} - jQ_{0_c})} \\ V_{m_{cm'}} = \frac{Q_{0_c}}{(1 + \gamma_c)(P_{0_c} - jQ_{0_c})} \end{cases} \quad (2.57)$$

Portanto, assim como nos outros modelos de carga, para o caso de corrente constante cada malha fornece duas equações para as correntes de fase da carga, considerando as suas partes real e imaginária. As equações obtidas para os modelos de carga do tipo corrente e impedância constante no circuito sob estudo apresentaram característica linear, enquanto o modelo de potência constante expressou equações não lineares. Todavia, a relação da potência consumida por cada modelo de carga em relação a tensão aplicada sobre ela permanece seguindo uma relação quadrática para o caso de carga do tipo impedância constante, proporcional para o caso de corrente constante, e independente da tensão para o caso de carga do tipo potência constante. Essas relações podem ser visualizadas graficamente e com maior detalhe no Anexo A, na Figura A.5.

Independentemente disso, quando a segurança de tensão é analisada em relação a γ , o sistema de equações referente aos modelos de carga com a presença de cargas modeladas como potência constante é não polinomial, ou seja, não obedece o teorema fundamental da álgebra, o que implica na possibilidade da existência de múltiplas soluções para cada um desses sistemas, porém, o número de soluções possíveis é algo que não pode ser facilmente identificável (MATHWORKS, 2018). Quando a análise é feita em relação a potência total transferida, os três sistemas (oriundos de cargas do tipo potência, impedância e corrente constante) podem apresentar múltiplas soluções para um determinado nível de potência transferida. Em linhas gerais, uma condição previamente estabelecida determina um ponto inicial a partir de onde a resolução de cada um desses sistemas de equações aqui determinados leva a uma solução específica, que pode ser estável ou instável. Em Araujo, *et al.* (2016) foi definido um método de inicialização que também será aplicado neste trabalho no capítulo 3, onde a questão de múltiplas soluções será abordada.

2.3. Análise de sensibilidade de tensão

A utilização do FPCM permite fazer, por meio do uso vetor tangente definido no Anexo A em (A.17), uma análise de sensibilidade para a segurança de tensão do sistema. Em termos das contribuições das tensões real e imaginária ali definidas para uma determinada barra k , caso uma combinação entre $dV_{r,k}$ e $dV_{m,k}$ exprima grandes variações em relação ao aumento do carregamento do sistema, pode-se dizer que naquele ponto da resolução do FPCM, a barra k seria a barra crítica do sistema, ou que seria a barra mais fraca e sensível a instabilidade de tensão. As barras críticas podem variar ao longo do processo de carregamento, ou seja, nem sempre a barra crítica no ponto de colapso de tensão é a barra crítica em outro ponto ao longo da curva PV do sistema. A equação (2.58) apresenta o fator de sensibilidade de tensão (FST), que exprime exatamente a relação da alteração da tensão em cada fase de cada barra pelo somatório das tensões em cada nó do sistema, portanto, é possível encontrar não só a barra mais suscetível a variações de tensão do sistema, mas também a fase mais sensível.

$$FST = \frac{\sqrt{(dV_{rk}^s)^2 + (dV_{mk}^s)^2}}{\sum_{i=1}^{nb} \sqrt{(dV_{ri}^s)^2 + (dV_{mi}^s)^2}} \quad (2.58)$$

Onde:

nb = Número de barras

Portanto, segundo Kundur (1994), a melhor maneira de resolver um problema de segurança de tensão dentro do escopo do método da continuação, é primeiramente utilizar apenas o fluxo de potência para o desenho da parte estável da curva PV (por exemplo, utilizando o MICN com variação no carregamento) até que o sistema esteja na iminência de entrar na zona instável e perder a convergência. Neste ponto, se passaria a utilizar o método da continuação para estimar o restante da curva PV, uma vez que a singularidade da matriz Jacobiana impede que essa parte do problema seja resolvida pela resolução do fluxo de potência convencional.

Conforme comentado anteriormente, esse seria o ponto ideal para a análise da segurança de tensão de cada nó do sistema, o que é aqui factível por meio de (2.58). Esta equação é baseada na definição feita por Kundur (1994) para a sensibilidade de tensão em um

sistema trifásico equilibrado simplificado para um modelo monofásico equivalente, mas que aqui foi extrapolada para a condição de um sistema multifásico desequilibrado.

2.4. Estudo de Casos para Sistema Duas Barras

De posse das equações para as correntes para o circuito de duas barras apresentado na Figura 2.1, é possível utilizar o FPCM para obter as curvas PV para o caso de carga do tipo potência constante, por exemplo. Nesta seção será avaliado o impacto do desequilíbrio do carregamento e do desequilíbrio dos alimentadores nas margens de segurança de tensão e a variação da tensão em função do carregamento. As configurações dos alimentadores foram definidas para considerar situações de equilíbrio e desequilíbrio das linhas, de acordo com o apresentado na Figura 2.4. Nessa figura também é possível perceber em (b) que a distância não é simétrica entre os condutores, o que já indica uma condição de desequilíbrio, considerando as impedâncias mútuas distintas entre as fases do circuito. A resistência e reatância próprias para cada fase são definidas por R_p e X_p , respectivamente, conforme apresentado na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Dados para os alimentadores do circuito 2 barras

Configuração	R_p	X_p	X_{ab}	X_{bc}	X_{ca}
(a)	0,25	j0,85	j0,547	j0,547	0,05+j0,547
(b)	0,25	j0,85	j0,535	j0,452	0,05+j0,483

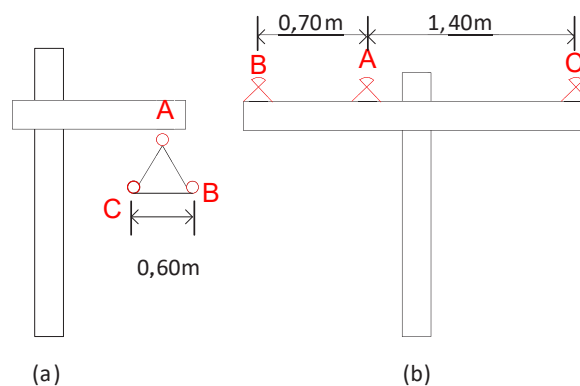


Figura 2.4 - Configuração dos alimentadores, para circuito 2 barras

A Tabela 2.2 apresenta quatro casos que serão analisados para o circuito da Figura 2.1. O caso A1 considera que o sistema é totalmente equilibrado; já o caso A2 possui configuração com os alimentadores equilibrados e as cargas desequilibradas; enquanto o caso A3 representa um sistema com alimentadores em configuração desequilibrada e cargas equilibradas. Por fim, o caso A4 considera que o sistema é inteiramente desequilibrado, a partir da subestação, com alimentadores e cargas desequilibradas.

Tabela 2.2 - Cenários para circuito 2 barras com carga potência constante

Caso	Configuração	P_a (kW)	P_b (kW)	P_c (kW)
A1	(a)	1000	1000	1000
A2	(a)	1000	1200	800
A3	(b)	1000	1000	1000
A4	(b)	1000	1200	800

Para todos os casos sob estudo serão traçadas as curvas PV partindo das condições iniciais usuais, tensões fase-terra iguais a 1 pu e tensão de neutro igual a 0 pu, que resultam nos valores de correntes (em parte real e imaginária) dispostos na Tabela 2.3 como as condições iniciais denominadas por S1. Ressalta-se que nesta seção não será utilizado o FPCM (definido no Anexo A), a solução do problema será realizada com base nas equações (2.14), (2.15), (2.17), (2.18), (2.20) e (2.21), visando uma maior facilidade de reprodução dos resultados destes testes iniciais. Contudo, ambos os métodos apresentam os mesmos resultados.

Tabela 2.3 - Conjuntos de condições iniciais para circuito 2 barras com carga do tipo potência constante

Conjunto de Condições Iniciais	I_{ra} (A)	I_{ma} (A)	I_{rb} (A)	I_{mb} (A)	I_{rc} (A)	I_{mc} (A)
S1	160	34	-128	-122	-46	75

A resolução do problema apresentado para o sistema da Figura 2.1 foi feita através dos passos estipulados no fluxograma da Figura 2.5 e abaixo detalhados:

- I. Inicialmente, é feito o equacionamento do circuito em termos das correntes, por exemplo, por meio da técnica de análise de malhas;
- II. O parâmetro de continuação é obtido em função da corrente em uma das fases, de acordo com (A.21). De maneira simplificada, é calculado através de uma equação adicional no sistema, definida pela diferença entre o módulo da corrente calculada e da corrente especificada em uma das três fases da barra de carga;
- III. O vetor independente, formado pelos valores das correntes reais e imaginárias em cada fase, é inicialmente arbitrado como uma condição inicial para o problema neste passo;
- IV. É iniciado um contador de iterações para determinar um critério de interrupção na resolução iterativa que se segue;
- V. É utilizado o processo iterativo para a resolução de equações não lineares para a obtenção da resposta das equações definidas no passo I. Foi utilizado o método dos pontos interiores (MPI) através da função *fmincon* (MATHWORKS, 2018) do Matlab® para o caso aqui exposto;
- VI. Após o retorno das soluções via processo iterativo, é feito um acréscimo no contador de iterações;
- VII. É feita a verificação do atendimento das equações por meio das respostas obtidas e verificado se as respostas estão dentro de um critério de tolerância aceitável;
- VIII. Caso as soluções obtidas não sejam satisfatórias, é criado novo vetor independente, baseado nas últimas soluções encontradas e o procedimento de resolução retorna ao passo V;
- IX. Caso as soluções obtidas sejam satisfatórias, as tensões fase terra, fase neutro e corrente na carga, bem como as perdas do sistema são calculadas para que possam ser gerados gráficos necessários para a análise dos casos tratados, de A1 a A4.

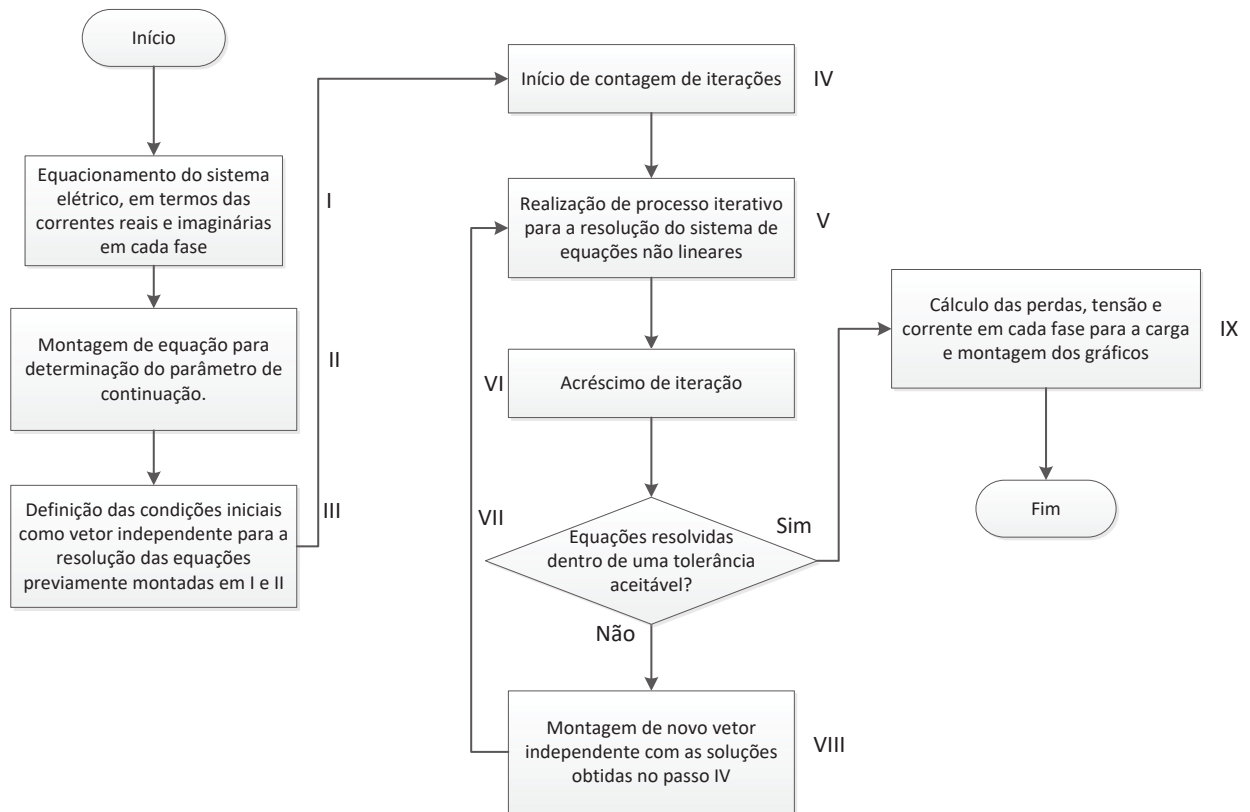


Figura 2.5 – Fluxograma com procedimento de resolução do circuito 2 barras

Portanto, considerando o conjunto de condições iniciais S1, para o caso A1 os resultados das tensões fase-terra, fase-neutro, correntes e perdas podem ser observados na Figura 2.6, gráficos (a), (b), (c) e (d). Nota-se que todos os valores são equilibrados, logo a tensão neutro-terra é zero e como o comportamento das tensões e das correntes são iguais para as três fases ao longo do carregamento, suas curvas se sobrepõem na Figura 2.6 (a), (b) e (c). Nota-se que o valor de máximo carregamento foi de 40,32% e o carregamento máximo antes de alguma tensão reduzir a menos do que 0,93 p.u. foi 11,74%. Neste último caso, a corrente nos alimentadores para um incremento de carregamento de 11,74% foi de aproximadamente 1800A, muito maior que o valor máximo de corrente dos condutores usualmente utilizados em sistemas de distribuição ($I_n=400A$, $I_{max}=600A$, segundo Kersting (2017)) ou seja, a restrição de correntes em cabos deve ser considerada para verificar o carregamento máximo admitido em regime normal.

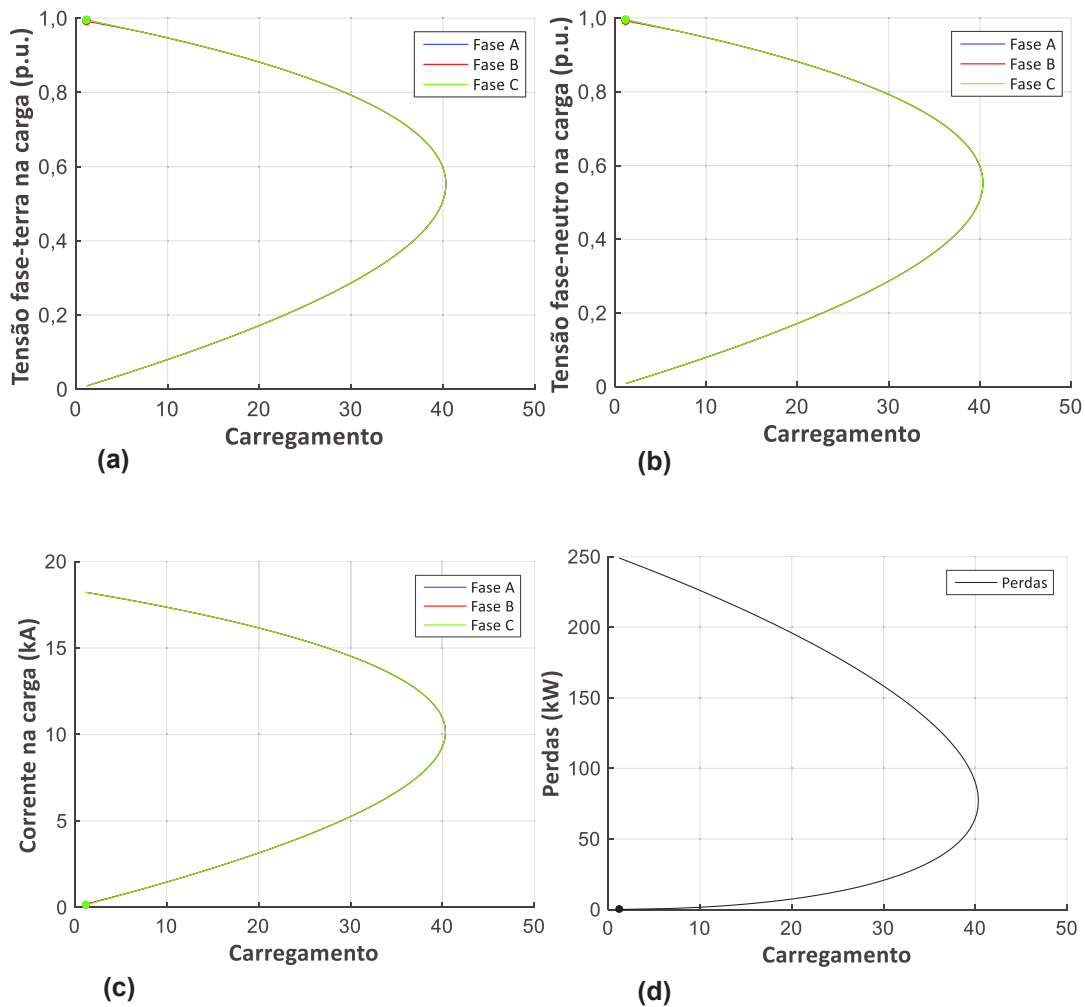


Figura 2.6 - Gráficos para o caso A1, do circuito 2 barras.

O caso A2 possui uma configuração de linhas equilibradas com cargas desequilibradas e os resultados são apresentados na Figura 2.7 (a), (b), (c) e (d). Nota-se que as tensões fase-terra e fase-neutro na carga já diferem entre si e que a margem de carregamento apresentada é consideravelmente menor que no caso A1, assim como as perdas nas linhas. Além disso, a tensão de neutro agora está presente e em boa parte do carregamento já possui magnitude relevante para o sistema, entre 0,45 e 0,5 pu, na parte superior da curva. O ponto do carregamento até que alguma tensão fase-terra reduza abaixo de 0,93 p.u. é de 9,08%, sendo que o ponto de máximo carregamento é de 27,94%.

Outro ponto interessante que pode ser observado é o fato de que, conforme já antecipado por Zhang, Ju e Handschin (2005), as curvas PV apresentadas na Figura 2.7 (a) e (b) indicam uma evolução da curva durante o carregamento em sentidos diferentes em pelo menos uma das fases, onde os pontos destacados nas figuras indicam a posição de início de

cada curva. No caso aqui apresentado foi possível observar que as curvas das fases A e B evoluem no sentido horário e a curva da fase C, no anti-horário.

Para o caso específico da curva da tensão no neutro, definida na Figura 2.7 (b), o sentido é o mesmo daquele da fase que teve sentido oposto às demais, ou seja, a curva da tensão no neutro segue também o sentido anti-horário, assim como a curva da fase C. Nas curvas de corrente em função do carregamento (c), é também mantida a questão de sentidos opostos em relação a pelo menos uma das fases, no caso, também a fase C ficou com sentido oposto em relação às demais.

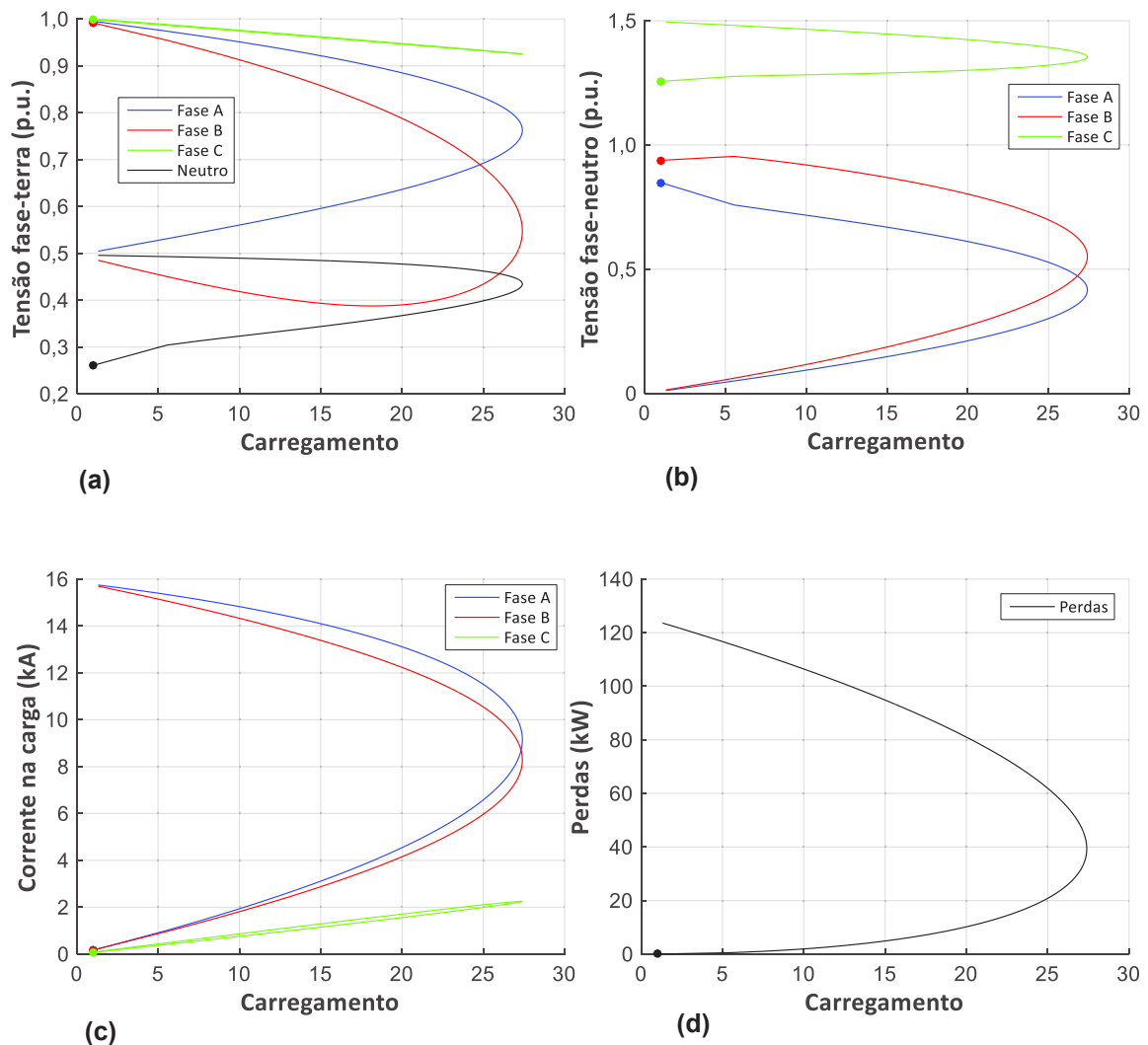


Figura 2.7 - Gráficos para o caso A2 do circuito 2 barras.

O caso A3 possui uma configuração de linhas desequilibradas com cargas equilibradas e os resultados são apresentados na Figura 2.8 (a), (b), (c) e (d). Pode-se verificar

que tanto para o caso A2, quanto para o caso A3, as curvas possuem sentidos opostos em pelo menos uma das fases. As perdas, em (d) e a corrente, em (c), apresentaram comportamento semelhante ao que foi observado no caso A2, sendo que as perdas foram menores e as curvas de corrente também tiveram progressão em sentido distinto entre as fases. O PMC observado, assim como no caso A2, foi significativamente menor que no caso A1 e similar ao do próprio caso A2, atingindo carregamento total de 28,06%, sendo que a primeira fase que caiu abaixo de 0,93 p.u. chegou nesse patamar de tensão fase-terra com carregamento de 10,75%.

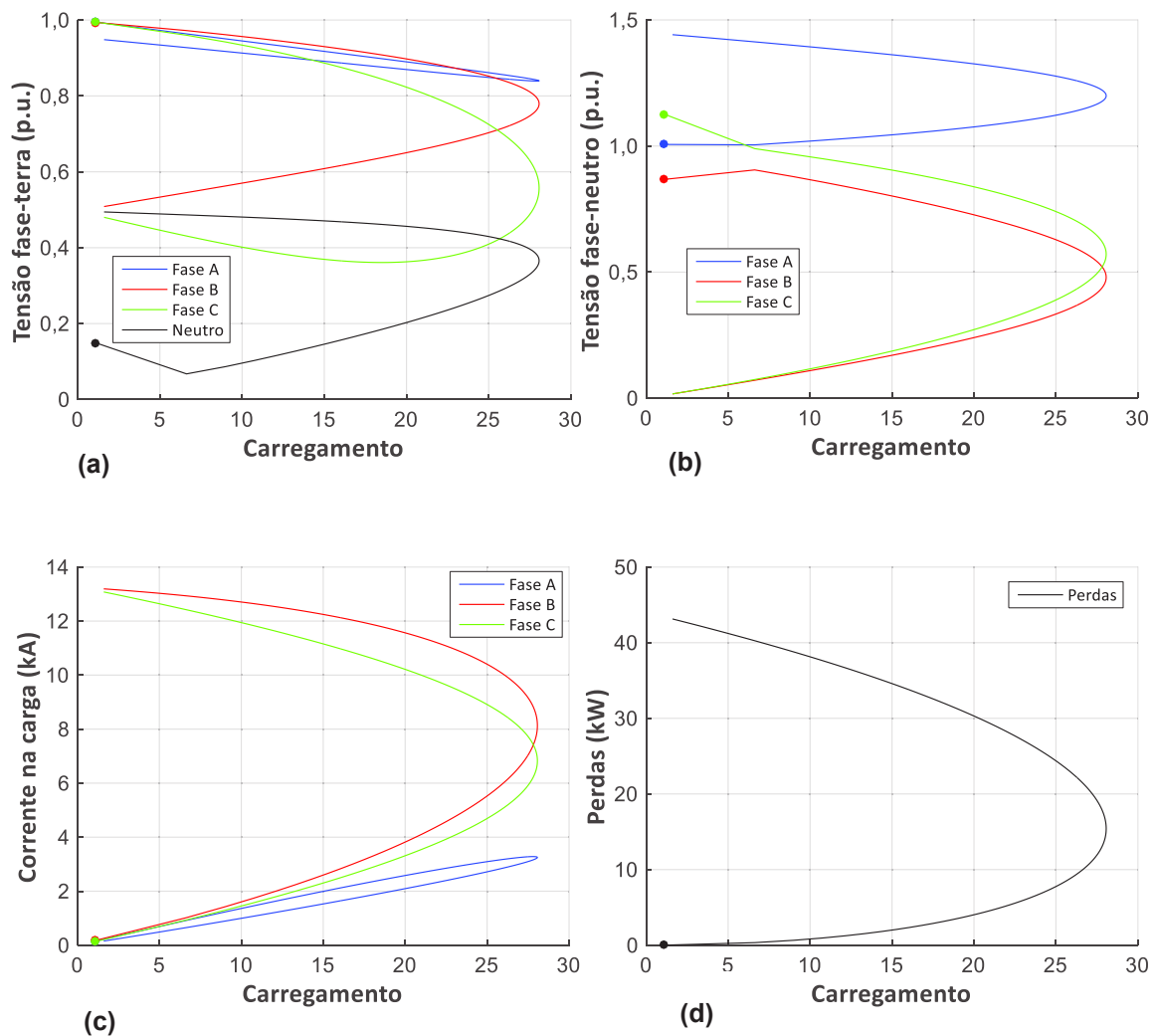


Figura 2.8 - Gráficos para o caso A3, condição S1, do circuito 2 barras.

O caso A4 é totalmente desequilibrado e os resultados são apresentados na Figura 2.9 (a), (b), (c) e (d). Neste caso, é possível observar que as curvas apresentam novamente comportamento semelhante ao do caso A2, onde a carga também era desequilibrada. O desequilíbrio das linhas altera singelamente o formato das curvas, mas o seu sentido permanece

o mesmo do caso A2. As perdas nas linhas também foram menores neste caso, indicando que uma configuração desequilibrada dos alimentadores de distribuição pode impactar positivamente nos índices de desempenho do sistema.

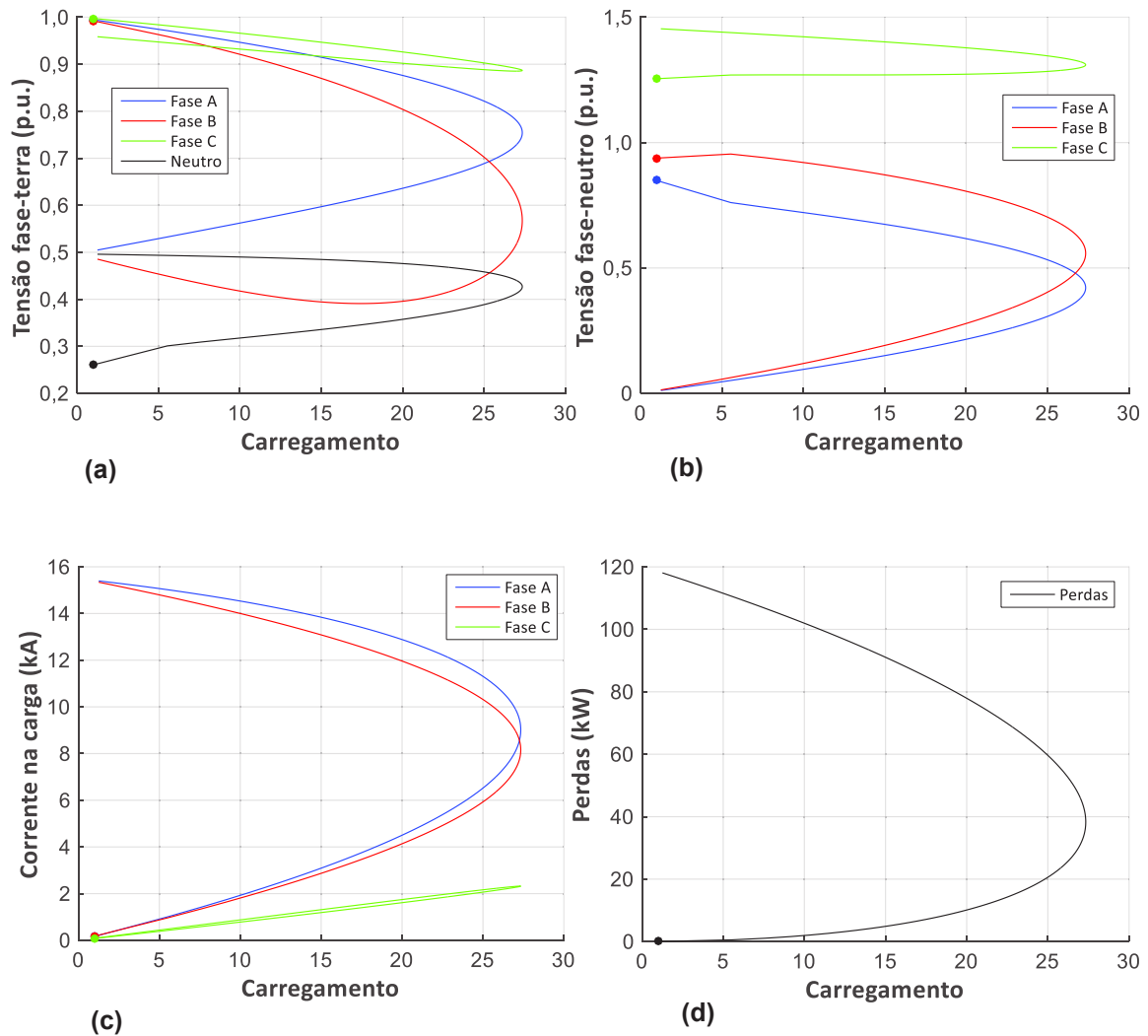


Figura 2.9 - Gráficos para o caso A4 do circuito 2 barras

Na seção 2.5 será avaliada a influência de uma rotação de cargas entre as fases e os respectivos impactos no índices de desempenho dos sistemas em estudo, contudo, uma análise mais aprofundada dos efeitos e de técnicas de otimização utilizando estas características são indicados como trabalhos futuros. Novamente, o comportamento das curvas de tensão (a) e (b) e de corrente (c) replicam a questão de uma das fases apresentar sentido de carregamento oposto em relação às demais. O PMC obtido para o sistema foi de 27,33%, enquanto o carregamento máximo no momento em que a última fase a atingiu 0,93 p.u. ocorreu com carregamento de

9,12%.

Na Figura 2.10, na Figura 2.11 e na Figura 2.12 é feita uma comparação entre os casos A1, A2, A3 e A4, porém, agora as curvas estão separadas por fase, de modo que seja possível verificar o impacto das mudanças no sistema (representadas em cada um dos casos sob estudo) em cada fase. Em todas essas figuras fica claro que as curvas PVs variam de forma bastante significativa caso a caso, exceto pela semelhança maior existente entre as curvas dos casos A2 e A4, o que pode ser justificado pela questão de ambos possuírem carga desequilibrada. Ainda assim, em algumas situações também se pode verificar uma discrepância clara entre esses dois casos, como por exemplo, na Figura 2.12 (b), que representa as tensões fase-neutro para a fase C.

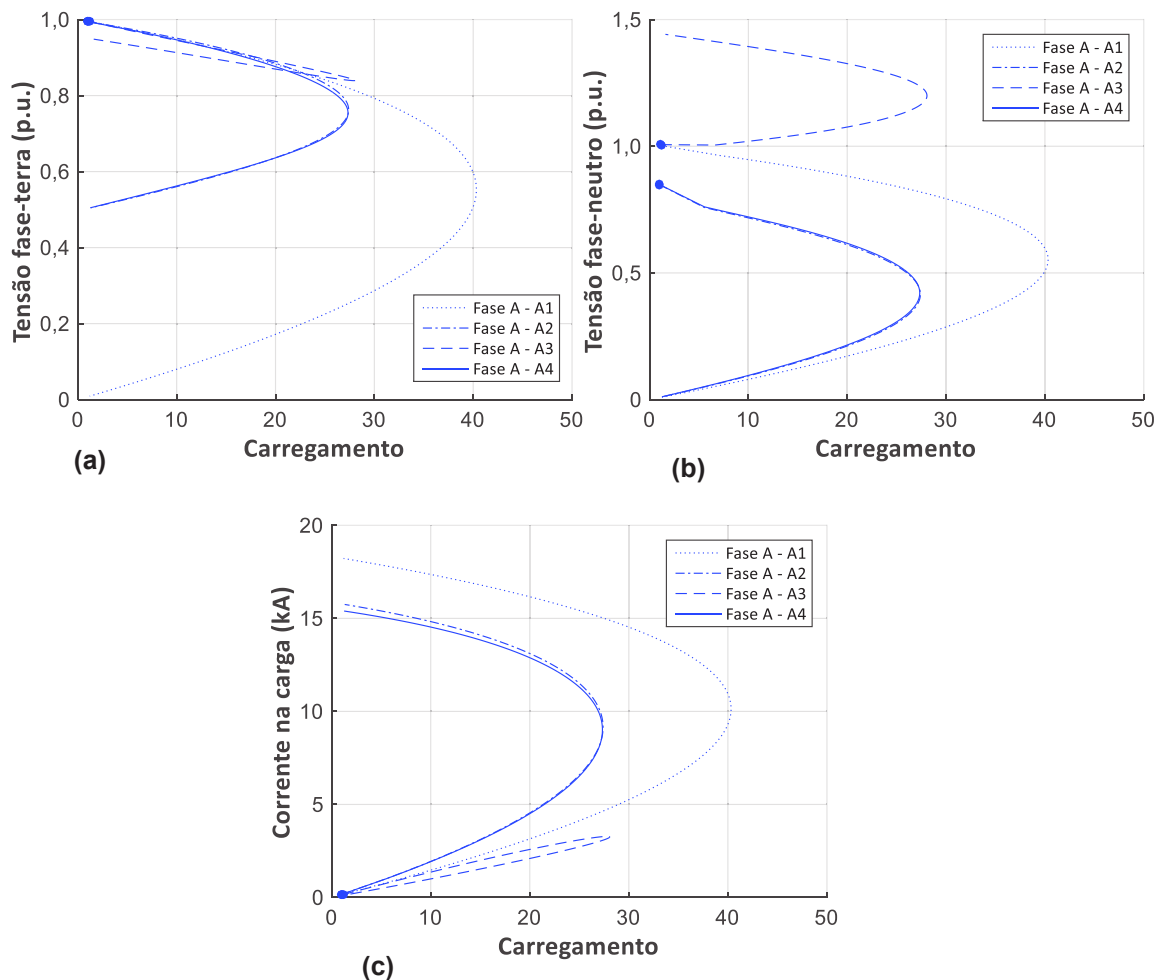


Figura 2.10 - Gráficos para a fase A dos casos A1, A2, A3 e A4.

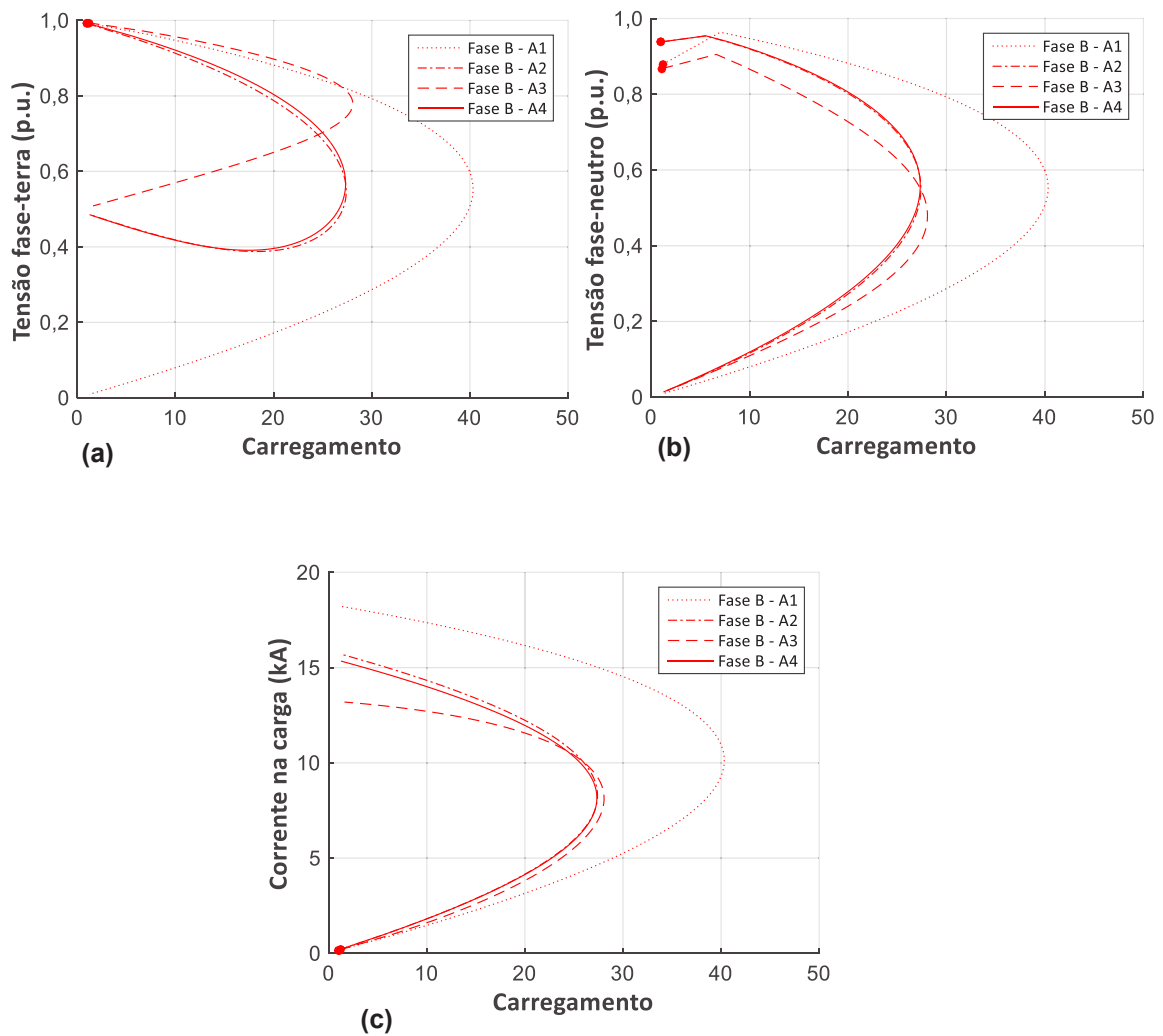


Figura 2.11 - Gráficos para a fase B dos casos A1, A2, A3 e A4.

Outro ponto que pode ser observado nessa análise é o fato de que apesar da forma das curvas de alterarem a cada caso, apenas o caso A1, referente ao sistema equilibrado, oferece uma margem de carregamento significativamente superior aos demais. Isto é, pode-se dizer que ao desequilibrar o sistema, o PMC tenderá a ser inferior em relação ao um sistema equilibrado. Com base nesta ideia, será avaliada no capítulo 5 a questão da alocação de cargas de maneira distinta e otimizada entre as fases, pois atualmente as concessionárias tendem a tentar equilibrar as cargas entre as fases, contudo, os resultados aqui obtidos apontam que uma alocação desequilibrada de cargas visando contrabalancear os desequilíbrios inerentes dos alimentadores pode ser também uma solução interessante e vantajosa.

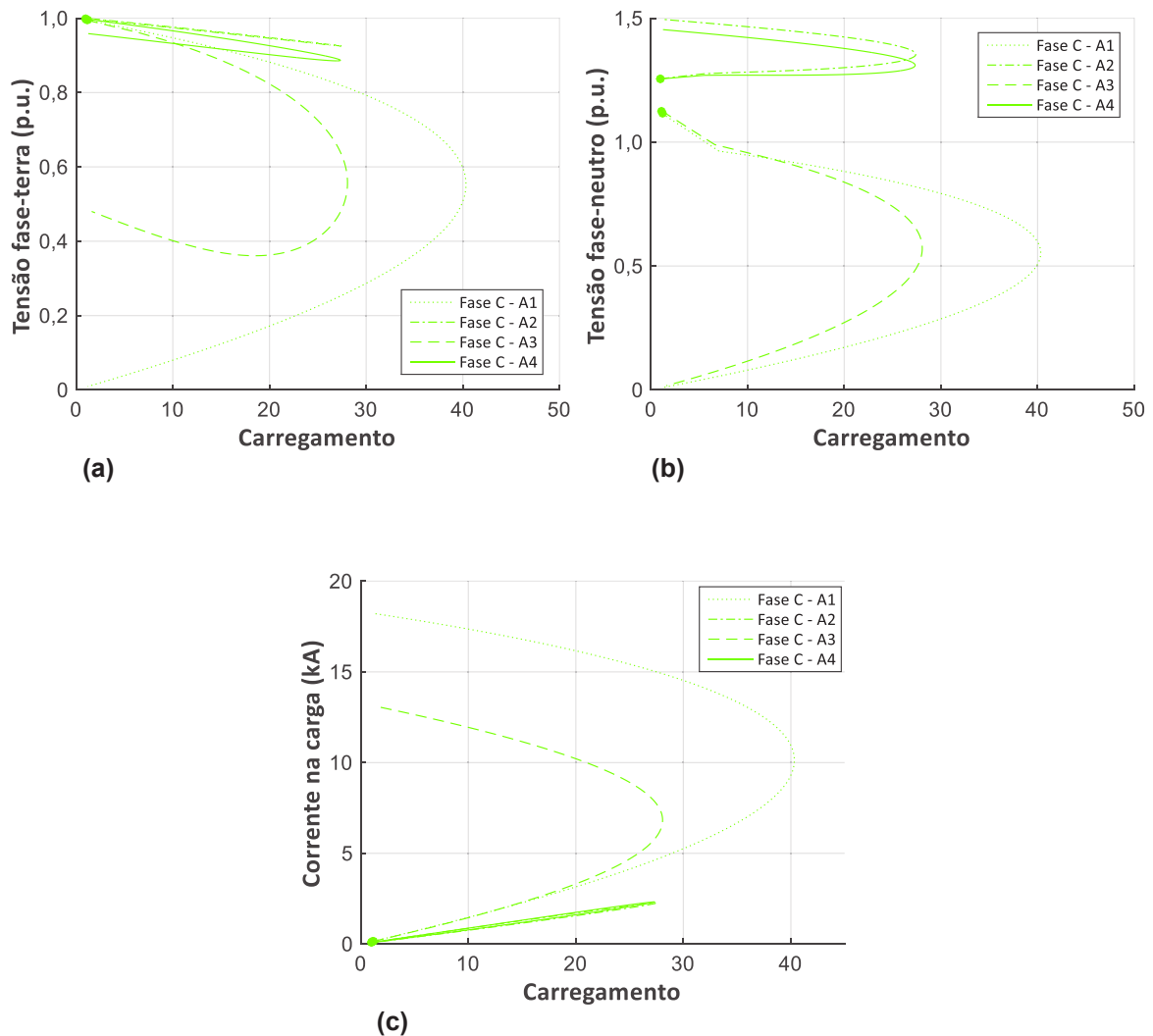


Figura 2.12 - Gráficos para a fase C dos casos A1, A2, A3 e A4.

Na Figura 2.13 (a) é apresentada uma comparação das tensões de neutro para os casos A2, A3 e A4 (excetuando-se aqui o caso A1, que por ser equilibrado possui tensão de neutro igual a zero). Pode-se perceber que o caso A3 tem novamente um comportamento relativamente diferente dos demais, com tensão de neutro substancialmente inferior ao longo da parte estável da curva, bem como um valor de tensão menor no PMC, o que pode novamente ser justificado por ser o único caso entre os três analisados nessa figura que não possui carga desequilibrada. Já na Figura 2.13 (b) é apresentado um gráfico das perdas para todos os quatro casos, onde se percebe que o caso A1 apresenta o maior nível de perdas, uma vez que também é o caso com a maior corrente passando pela carga, com valor próximo de 18kA, enquanto o caso A3 apresenta as menores perdas, já que a corrente máxima é de cerca de 14kA. Lembrando novamente que o PMC, apesar de ser um ponto de operação viável, geralmente não será

atingido, pois os sistemas de proteção atuarão devido a alta corrente demandada pelo carregamento antes que o sistema chegue ao ponto de colapso.

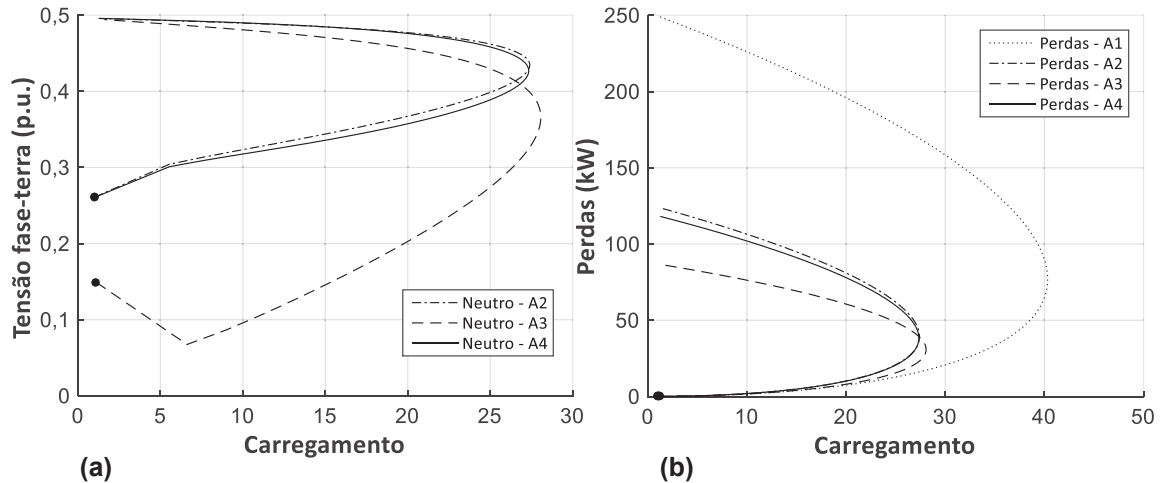


Figura 2.13 - Gráficos para tensão no neutro e perdas, para os casos A1, A2, A3 e A4.

Na Tabela 2.4 é apresentado o fator de segurança de tensão calculado para cada fase de cada caso apresentado na análise do circuito 2 barras, considerando as tensões fase terra. O maior valor absoluto para o FST entre as fases analisadas na barra de carga indica a fase mais instável em termos de tensão para um novo acréscimo de carga. Nesta mesma tabela também são exibidos os valores do FST para 90% do carregamento em cada um dos casos sob estudo. O intuito é demonstrar que o cálculo do FST pode ser realizado a cada ponto do processo de carregamento, tornando-se possível obter a sensibilidade de tensão do sistema em qualquer ponto desejável, o que implica que em algum ponto específico o sistema pode apresentar um nó crítico diferente para a tensão, do que aquele que é demonstrado no PMC.

Com base na informação fornecida pelo FST e descrita na Tabela 2.4, é possível avaliar a sensibilidade de tensão individualmente em cada situação apresentada. Para o caso A1, o FST é o mesmo para as três fases, o que é justificável considerando que tanto as linhas, quanto a carga são equilibradas nessa configuração, conforme já apresentado pela Figura 2.6. O FST em 90% do carregamento (FST 90%) também foi o mesmo para as três fases, devido a esta mesma razão.

É possível afirmar que os dados da Tabela 2.4 também corroboram as informações ilustradas na Figura 2.7, Figura 2.8 e Figura 2.9 (a). Observando o caso A2, definido por carga desequilibrada e linha equilibrada, é possível verificar que a fase B apresenta um FST maior do

que as demais, ou seja, esta é a fase mais suscetível a provocar uma instabilidade de tensão no sistema durante um incremento de carga. Para o caso A3, com linha desequilibrada e carga equilibrada, a fase C já seria a fase com maior FST e, por conseguinte, mais instável. Finalmente, para o caso A4, é possível perceber que novamente a fase B é aquela com maior FST e menor estabilidade em termos de variação de tensão. A conclusão é a mesma, considerando o apontado pelo FST 90%, ou seja, a Tabela 2.4 permite dizer que o carregamento do sistema manteve a mesma tendência de sensibilidade de tensão dos 90% de carga aplicada até o PMC.

Tabela 2.4 - FST para sistema 2 barras

Caso - Fase	FST 90%	FST
(A.1) – Fase A	$9,22.10^{-4}$	$9,00.10^{-4}$
(A.1) – Fase B	$9,22.10^{-4}$	$9,00.10^{-4}$
(A.1) – Fase C	$9,22.10^{-4}$	$9,00.10^{-4}$
(A.2) – Fase A	$5,28. 10^{-4}$	$5,11. 10^{-4}$
(A.2) – Fase B	$10,00. 10^{-4}$	$9,53. 10^{-4}$
(A.2) – Fase C	$0,16. 10^{-4}$	$0,03. 10^{-4}$
(A.3) – Fase A	$0,97.10^{-4}$	$0,57.10^{-4}$
(A.3) – Fase B	$6,24.10^{-4}$	$6,09.10^{-4}$
(A.3) – Fase C	$14,00.10^{-4}$	$14,00.10^{-4}$
(A.4) – Fase A	$5,28. 10^{-4}$	$5,05. 10^{-4}$
(A.4) – Fase B	$11,00. 10^{-4}$	$10,00. 10^{-4}$
(A.4) – Fase C	$0,87.10^{-4}$	$0,58.10^{-4}$

2.5. Aplicações nos sistemas IEEE

Esta seção será dedicada a observação e validação dos conceitos definidos até aqui neste capítulo nos sistemas IEEE 4 *Node Test Feeder* (IEEE, 2015), devido a sua versatilidade de modelos de transformadores e carga em barra única e também no sistema IEEE 37 *Node Test Feeder* (IEEE, 2015), que tem característica de grande desequilíbrio. Para tanto, será verificado o ponto de máximo carregamento, bem como o comportamento da parte estável da curva PV de nós específicos dos sistemas, a depender do tipo de conexão e do modelo de carga utilizado, mantendo, para todos os casos, o grupo de defasagem de -30° para todos os transformadores utilizados.

2.5.1. IEEE 4 – Modelos e tipos de conexão de cargas

O IEEE 4 *Node Test Feeder* (IEEE, 2015), representado simplificada pela Figura 2.14, é um sistema teste que permite a avaliação de diversas configurações de transformadores, cargas equilibradas ou desequilibradas nesta mesma rede. Este sistema será estudado em várias configurações diferentes e nesta seção apenas a parte estável das curvas PVs será apresentada.

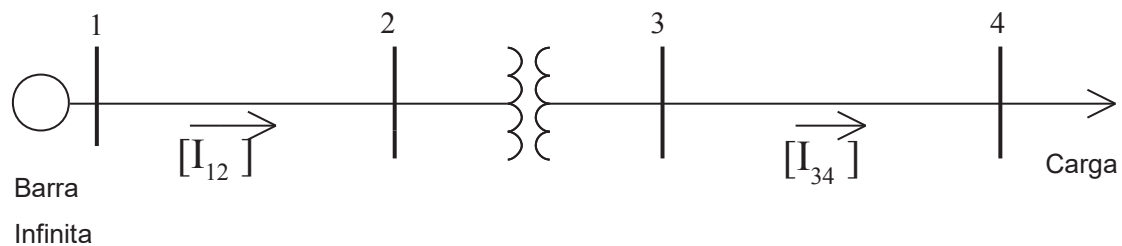


Figura 2.14 – Sistema IEEE 4 (IEEE, 2015)

A Tabela 2.5 apresenta os casos que foram analisados para a obtenção das curvas PV do sistema, com a indicação do PMC e da tensão mínima associada. Cada um deles foi verificado inicialmente para cargas em modelo de potência constante, utilizando um limite mínimo de tensão de 0,4 p.u e passo de carregamento definido em 0,1%. Em nenhum dos casos foi necessário utilizar a tensão como parâmetro de continuação.

Com base nos dados descritos na Tabela 2.5 verifica-se alguns aspectos interessantes para o sistema IEEE 4, contudo não se pode generalizar os resultados:

(i) Nota-se que os sistemas com cargas equilibradas apresentam uma margem de carregamento superior aos desequilibrados. Ressalta-se que neste sistema, o desequilíbrio de cargas no caso base é muito grande, com isto a fase com maior carregamento é a crítica, mas pode ocorrer uma combinação de cargas que apresente um valor de carregamento maior que a configuração equilibrada.

(ii) Nota-se os sistemas com carga ligada em delta também possuem PMC maior do que aqueles com carga ligada em estrela. Os sistemas com carga conectada em estrela, por outro lado, possuem ponto de mínima tensão com valores mais elevados do que os sistemas com carga conectada em delta.

(iii) Nota-se que quando são utilizados transformadores elevadores obtém-se um maior PMC, isto está relacionado com o fato de que uma maior tensão na carga implica em uma menor corrente, logo, ocorrem menores perdas ôhmicas e menores quedas de tensão para o caso de cargas modeladas como potência constante.

(iv) Sistemas com a configuração em delta no primário do transformador apresentam um desempenho ligeiramente superior. O principal motivo consiste no fato de que o delta reduz o desequilíbrio de corrente e, por conta disto, gera uma melhora no desempenho do sistema.

Tabela 2.5 - Casos para obtenção de curvas PV do sistema IEEE 4

Caso	Tipo de Transformador	Carga	V_{\min} (p.u.)	PMC (MW)
(B.1.1)	Y-Y Elevador	Y Equilibrada	0,6323	64,136
(B.1.2)	Y-Y Elevador	Δ Equilibrada	0,6011	66,890
(B.1.3)	Y-Y Elevador	Y Desequilibrada	0,6517	18,301
(B.1.4)	Y-Y Elevador	Δ Desequilibrada	0,5456	22,105
(B.2.1)	Y-Y Abaixador	Y Equilibrada	0,6508	21,173
(B.2.2)	Y-Y Abaixador	Δ Equilibrada	0,5520	25,207
(B.2.3)	Y-Y Abaixador	Y Desequilibrada	0,6762	6,055
(B.2.4)	Y-Y Abaixador	Δ Desequilibrada	0,5180	8,126
(B.3.1)	Δ -Y Elevador	Y Equilibrada	0,6085	66,112
(B.3.2)	Δ -Y Elevador	Δ Equilibrada	0,6072	66,955
(B.3.3)	Δ -Y Elevador	Y Desequilibrada	0,6281	19,255
(B.3.4)	Δ -Y Abaixador	Δ Desequilibrada	0,5534	22,192
(B.4.1)	Δ -Y Abaixador	Y Equilibrada	0,6448	21,481
(B.4.2)	Δ -Y Abaixador	Δ Equilibrada	0,5544	25,288
(B.4.3)	Δ -Y Abaixador	Y Desequilibrada	0,6673	6,202
(B.4.4)	Δ -Y Abaixador	Δ Desequilibrada	0,5172	8,137

Ao longo desta seção, outras análises serão realizadas no intuito de comprovar essas observações iniciais e também de ampliá-las, quando se trata de sistemas especificamente desequilibrados e com cargas de outros tipos conectadas. Ressalta-se que os alimentadores são sempre desequilibrados

Inicialmente, foi gerada a curva PV para cada um dos casos da Tabela 2.5, considerando que as cargas são do tipo potência constante. Nesse cenário, foi possível observar que, assim como foi verificado por Ajarapu e Christy (1992), cargas equilibradas promovem

um comportamento de queda de tensão com elevação do carregamento e de forma equivalente para todas as fases. Quando a análise é feita para cargas desequilibradas, conforme ilustrado pela Figura 2.15, percebe-se que, para os casos (B.1.3) e (B.2.3), ambos com cargas desequilibradas conectadas em estrela, uma das fases apresenta um comportamento similar ao obtido para situação de carga equilibrada, com curva de carregamento no sentido horário, mas que as outras duas fases já demonstram um comportamento de carregamento no sentido anti-horário. Para o transformador com ligação Δ -Y, nos casos (B.3.3) e (B.4.3), a conclusão foi a mesma.

Porém ao analisar os casos (B.1.4) e (B.2.4), com cargas desequilibradas em delta, o perfil das curvas PV apresenta carregamento no sentido horário para todas as fases. Essa mesma conclusão se repetiu quando foi feita a análise dos casos (B.3.4) e (B.4.4), que também utilizam cargas em delta. Outro ponto relevante observado entre as cargas desequilibradas em delta e estrela foi que a margem de carregamento para as cargas em estrela é reduzida em relação à ligação em delta. Isso novamente se mostrou verdadeiro para todos os tipos de transformadores analisados e pode ser explicado pelo fato de que a conexão em delta permite que a potência necessária para suprir a carga seja entregue por duas fases distintas, mesmo com esta divisão de potência entre as fases não sendo simétrica. Portanto, este desequilíbrio da carga é dividido entre as fases e a carga vista pelo sistema torna-se menos desequilibrada, porém, dependendo das características do sistema, podem existir casos em que a carga conectada em estrela apresente maior PMC.

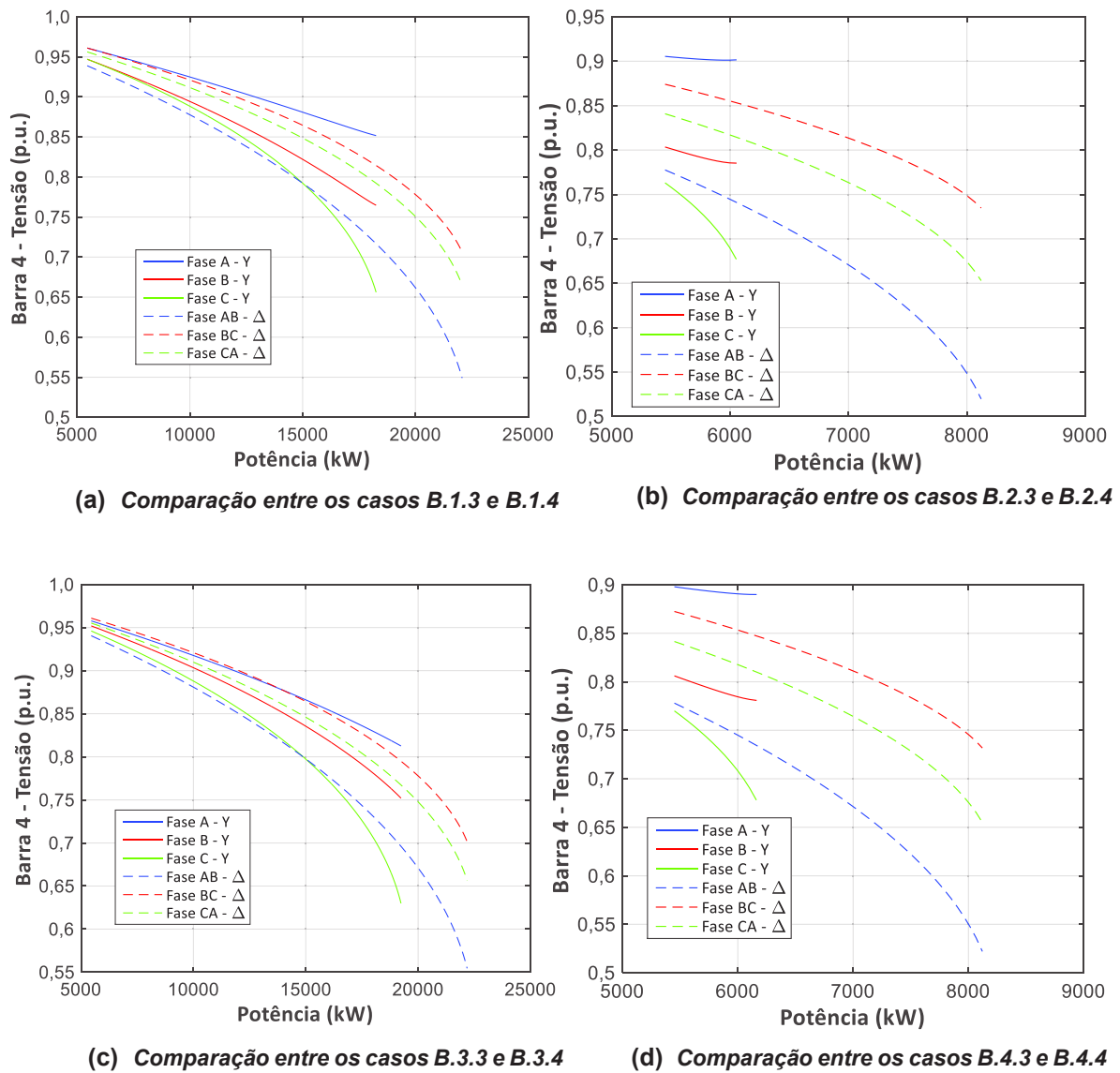
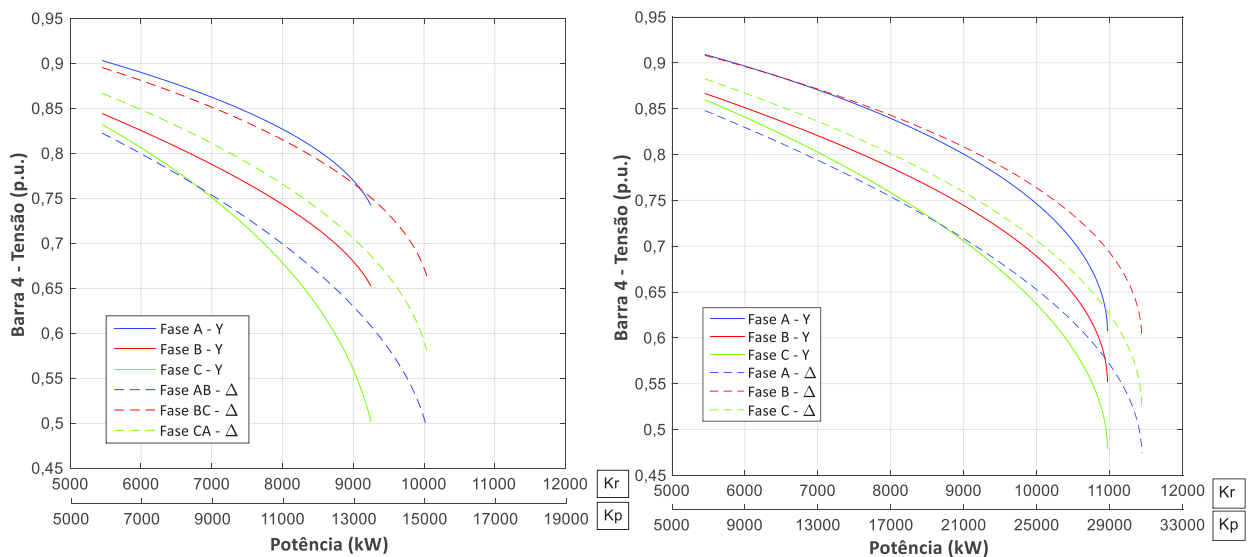


Figura 2.15 – Parte real da curva PV com carga desequilibrada do tipo potência constante.

Todas as conclusões obtidas até aqui são as mesmas para cargas em modelo de potência, corrente e impedância constante, sendo que este último apresenta variação pouco menos significativa com a mudança no tipo de conexão de cargas utilizado. A análise das curvas PV para as cargas do tipo corrente e impedância constante estão apresentadas na Figura 2.16, gráficos (a) e (b), respectivamente, utilizando o transformador Y-Y abaixador, caso (B.2.3), como exemplo. Nessas figuras pode-se observar que a margem de carregamento é superior para o sistema com carga do tipo impedância constante, em termos dos tipos de cargas e inferior para o caso de cargas do tipo potência constante.

Ainda em relação a Figura 2.16, os gráficos foram montados com dois eixos para a potência ativa, o que segue o modelo apresentado em Araujo, *et al.* (2017), onde K_p é o aumento da potência das cargas antes da solução do sistema, ou seja, é o valor da potência inicial multiplicado por um valor γ , conforme explicado no Anexo A por meio de (A.18) ou (A.23) e K_r representa o valor de potência real da carga calculada após a solução do sistema. Para sistemas onde todas as cargas são modeladas com potência constante, o valor máximo de K_p será sempre igual ao valor máximo K_r . Para sistemas com cargas em impedância ou corrente constante, o valor máximo de K_r será sempre menor do que o máximo de K_p .



(a) Comparação entre conexão Y e Δ para carga do tipo corrente constante

(b) Comparação entre conexão Y e Δ para carga do tipo impedância constante

Figura 2.16 – Comparação da parte real das curvas PVs para transformador abaixador Y-Y e carga desequilibrada dos tipos corrente e impedância constantes.

A Tabela 2.6 apresenta os valores máximos obtidos para a margem de carregamento do sistema com transformador do tipo Y-Y abaixador, a depender do tipo de carga utilizado. Os demais sistemas com tipos de transformadores diferentes verificados neste trabalho possuem a mesma ordem de margens de carregamento, baseada no tipo de carga conectada.

Tabela 2.6 - Margem de carregamento do sistema IEEE 4 com transformador do tipo Y-Y abaixador para diferentes modelos de carga

Tipo de Carga	Margem de Carregamento (MW)
Y Desequilibrada Potência Constante	6,05
Δ Desequilibrada Potência Constante	8,12
Y Desequilibrada Corrente Constante	9,16
Δ Desequilibrada Corrente Constante	10,02
Y Desequilibrada Impedância Constante	11,00
Δ Desequilibrada Impedância Constante	11,44

Ou seja, em linhas gerais, sistemas com cargas em potência constante e conectadas em Y tendem a possuir margem de carregamento mais restritiva e sistemas com conexão em delta e cargas em impedância constante tendem a ter margem de carregamento mais estendida. Por outro lado, em relação aos diferentes tipos de transformadores aqui analisados, foi possível perceber através da análise da Figura 2.15, que os transformadores elevadores apresentaram margem de carregamento superior em relação aos transformadores abaixadores.

A Tabela 2.7 apresenta os FSTs calculados para os casos sob estudo relacionados ao sistema IEEE 4. Independentemente do tipo de transformador, é possível verificar que as fases C ou AB da carga estão sempre citadas como as fases mais críticas a uma variação de tensão na barra 4, ou seja, as fases A e B (conexões em estrela), BC e CA (conexões em delta) são aquelas menos impactadas por variações de tensão, em termos da segurança de tensão do sistema. Especificamente, os casos com carga conectada em estrela deixam claro que, individualmente a fase C é aquela com maior FST e sendo portanto, mais sujeita a induzir uma instabilidade de tensão no sistema mediante a variação do carregamento. As cargas em delta, por outro lado, oferecem maior impacto na fase AB e essa análise pode ser ampliada para a verificação da Figura 2.15, onde é possível observar que para os casos com carga em delta a fase AB é aquela que apresenta o menor nível de tensão e, para os casos com carga em estrela, a fase C detém a menor tensão da barra.

Tabela 2.7 - FST os nós das cargas, para casos desequilibrados e com carga do tipo potência constante para o sistema IEEE 4 barras

Caso – Fase	FST
(B.1.3) – Fase A	$0,15.10^{-6}$
(B.1.3) – Fase B	$0,32.10^{-6}$
(B.1.3) – Fase C	$2,05.10^{-6}$
(B.1.4) – Fase AB	$1,71.10^{-6}$
(B.1.4) – Fase BC	$1,05.10^{-6}$
(B.1.4) – Fase CA	$1,31.10^{-6}$
(B.2.3) – Fase A	$2,60.10^{-6}$
(B.2.3) – Fase B	$2,44.10^{-6}$
(B.2.3) – Fase C	$109,62.10^{-6}$
(B.2.4) – Fase AB	$31,83.10^{-6}$
(B.2.4) – Fase BC	$14,96.10^{-6}$
(B.2.4) – Fase CA	$23,36.10^{-6}$
(B.3.3) – Fase A	$0,30.10^{-6}$
(B.3.3) – Fase B	$0,55.10^{-6}$
(B.3.3) – Fase C	$2,10.10^{-6}$
(B.3.4) – Fase AB	$1,74.10^{-6}$
(B.3.4) – Fase BC	$1,09.10^{-6}$
(B.3.4) – Fase CA	$1,36.10^{-6}$
(B.4.3) – Fase A	$0,51.10^{-6}$
(B.4.3) – Fase B	$6,55.10^{-6}$
(B.4.3) – Fase C	$85,61.10^{-6}$
(B.4.4) – Fase AB	$31,06.10^{-6}$
(B.4.4) – Fase BC	$15,00.10^{-6}$
(B.4.4) – Fase CA	$22,87.10^{-6}$

O tipo de transformador, elevador, ou abaixador, não traz impactos na sensibilidade de tensão do sistema que possam ser avaliados com base no FST. Inclusive, a ordem de grandeza do FST, nos termos em que esse índice foi definido neste trabalho, não é um parâmetro que possa ser utilizado para a comparação de sistemas com algum tipo de característica diferente, pois reflete apenas a condição de um sistema específico em um nível de carga específico.

2.5.2. IEEE 4 – Rotação de cargas

Após as observações pontuadas nas seções anteriores, pôde-se perceber que o tipo de conexão das cargas interfere de forma significativa no ponto de máximo carregamento do sistema, ou seja, a depender do modelo e da magnitude das cargas conectadas em determinado tipo de conexão, é possível obter diferentes resultados. Esse é um comportamento que tem

impacto direto na avaliação da segurança de tensão de um sistema, uma vez que a utilização de uma estratégia de controle deverá levar em conta a quantidade de cargas em cada fase do sistema, o que também está diretamente relacionado ao valor do PMC.

Para avaliar de maneira direta e simplificada o impacto da quantidade de cargas em relação às fases dos sistemas de distribuição, esta seção irá apresentar uma comparação entre os casos definidos na Tabela 2.8 utilizando o sistema IEEE 4 com transformador abaixador com ligação Δ -Y e carga desequilibrada ora conectada em estrela e ora conectada em delta, mantendo o modelo de potência constante. Os casos foram determinados por meio de uma rotação das cargas conectadas entre as fases, ou seja, os casos iniciais RY0 e RD0 consideram as cargas conectadas em estrela ou delta segundo o modelo prescrito em IEEE (2015), já os casos RY1 e RD1 foram alterados, passando as cargas da fase A (AB), para a fase B (BC); da fase B (BC) para a fase C (CA) e finalmente, da fase C (CA) para a fase A (AB). Os casos RY2 e RD2 também foram criados com base na mesma ideia, mas nesses casos, as cargas originalmente na fase A (AB) passam para a fase C (CA); da fase B (BC) para a fase A (AB) e, finalmente, as cargas originalmente da fase C (CA) passam para a fase B (BC).

Tabela 2.8 – Critérios para rotação de cargas no sistema IEEE 4

Casos	Tipo de Conexão	Distribuição das Cargas (kW)
RY0	Y	Fase A: 1275
		Fase B: 1800
		Fase C: 2375
RY1	Y	Fase A: 2375
		Fase B: 1275
		Fase C: 1800
RY2	Y	Fase A: 1800
		Fase B: 2375
		Fase C: 1275
RD0	Δ	Fase AB: 1275
		Fase BC: 1800
		Fase CA: 2375
RD1	Δ	Fase AB: 2375
		Fase BC: 1275
		Fase CA: 1800
RD2	Δ	Fase AB: 1800
		Fase BC: 2375
		Fase CA: 1275

Os resultados obtidos pelo FPCM em cada caso com carga conectada em estrela (RY0, RY1 e RY2) foram apresentados na Figura 2.17 (a) e para os casos com carga conectada em delta (RD0, RD1 e RD2) na Figura 2.17 (b). Com base na análise das curvas PVs para os casos com carga conectada em Y, é possível concluir que ocorreram mudanças em relação ao PMC original do caso RY0, que ficou maior no caso RY2 e menor no caso RY1. Os níveis de tensão dos casos RY1 e RY2 também foram diferentes do caso RY0, de modo que o caso base manteve a tensão variando menos entre as três fases e com maior valor entre as tensões mínimas dos três casos. RY1, por sua vez, manteve a maior diferença de tensão entre as três fases e a tensão máxima e mínima entre os casos analisados. Outro ponto observado foi o de que a tendência de sentido das curvas PV foi a mesma para os casos RY0 e RY1, com duas curvas progredindo no sentido anti-horário e uma no sentido horário, contudo, para o caso RY2, notou-se que apenas uma das curvas apresentou evolução no sentido anti-horário (fase C), enquanto as demais se dirigiram para o sentido horário.

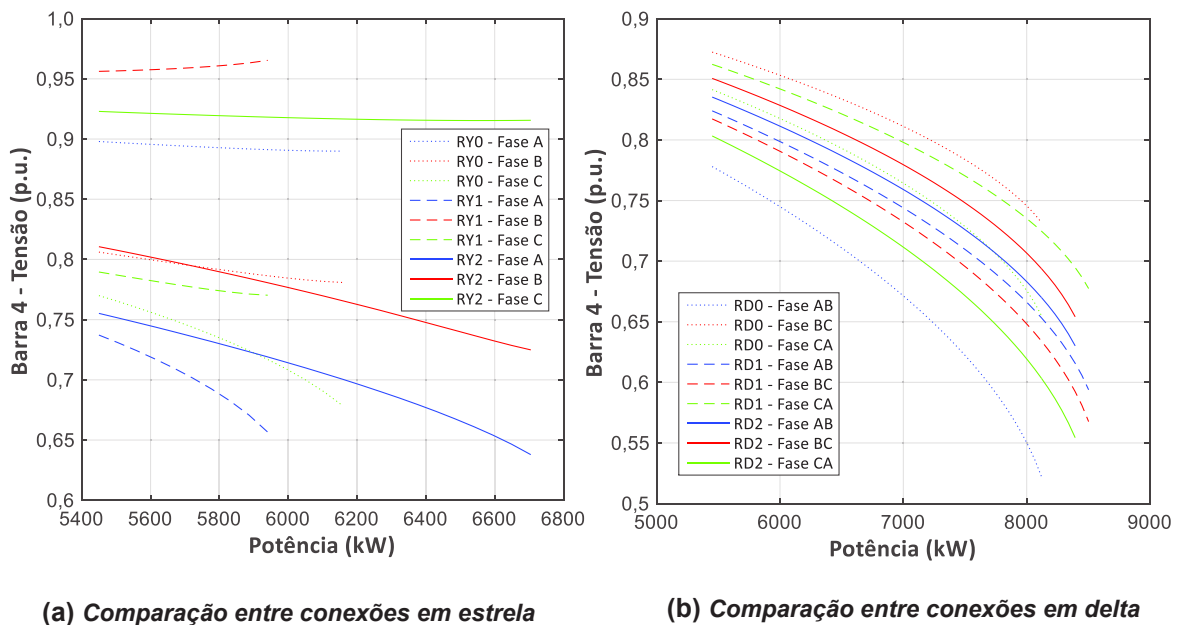


Figura 2.17 - Parte real da curva PV para casos de rotação de cargas do sistema IEEE 4 com transformador abaixador com ligação Δ -Y.

Já quando a carga foi conectada em delta, pôde-se avaliar por meio da Figura 2.17 (b), que novamente ocorreram variações no PMC entre os casos analisados, porém, com discrepância menor em relação aos casos com carga conectada em estrela. Além disso, todas as

fases mantiveram o mesmo sentido de progressão ao longo do carregamento (horário) para os três casos analisados. O caso base RD0 apresentou o pior comportamento em termos dos níveis de tensão, mantendo as fases com tensões mais discrepantes e possuindo a fase com a tensão mínima entre os três casos analisados, por outro lado, RD1 e RD2 apresentaram tensões mais próximas entre as fases.

Os dados obtidos a partir da análise dos casos via FPCM foram resumidos na Tabela 2.9, onde pode se verificar as conclusões numericamente. O PMC está registrado na coluna γ_{\max} , já $\Delta\gamma_{\max\%}$ indica a variação percentual do PMC entre o caso base (RY0 ou RD0) e os demais casos, enquanto V_{\min} representa a tensão mínima obtida e ΔV_{\min} a diferença entre a maior e a menor tensão entre as fases de um mesmo caso. Chama atenção a variação de mais de 12% entre os PMCs encontrados nos casos RY0, RY1 e RY2, sendo que RY1 apresentou PMC 3,54% menor do que RY0 e RY2 apresentou PMC de 8,85% acima daquele obtido pelo caso base. Também se destaca a variação de cerca de 0,3 p.u. entre as tensões do caso RY1 e a o fato de que as tensões entre as fases têm variação menor quando a carga está conectada em delta, quando se compara com as conexões em estrela.

Tabela 2.9 - Dados obtidos para rotação de cargas no sistema IEEE 4

Casos	γ_{\max} (MW)	$\Delta\gamma_{\max\%}$	V_{\min} (p.u.)	ΔV_{\min} (p.u.)
RY0	6,1585	-	0,6785	0,2115
RY1	5,9405	-3,54%	0,6566	0,3087
RY2	6,7035	+8,85%	0,6381	0,2775
RD0	8,1205	-	0,5220	0,2097
RD1	8,5020	+4,70%	0,5676	0,1098
RD2	8,3930	+3,36%	0,5543	0,0998

2.5.3. IEEE 37 – Modelos e tipos de conexão de cargas

O sistema IEEE 37 *Node Test Feeder* (IEEE, 2015), apresentado na Figura 2.18, é um sistema altamente desequilibrado e possui originalmente somente cargas conectadas em delta. Portanto, o FPCM será utilizado para fazer a comparação das curvas PV para o sistema original e também para o sistema modificado, com todas as suas cargas conectadas em estrela. A barra 728 será utilizada como parâmetro de análise, pois é uma barra trifásica e permite uma avaliação do comportamento das três fases. O modelo da carga da barra 728 será modificado

entre potência, impedância e corrente constante, conforme os casos apresentados na Tabela 2.10.

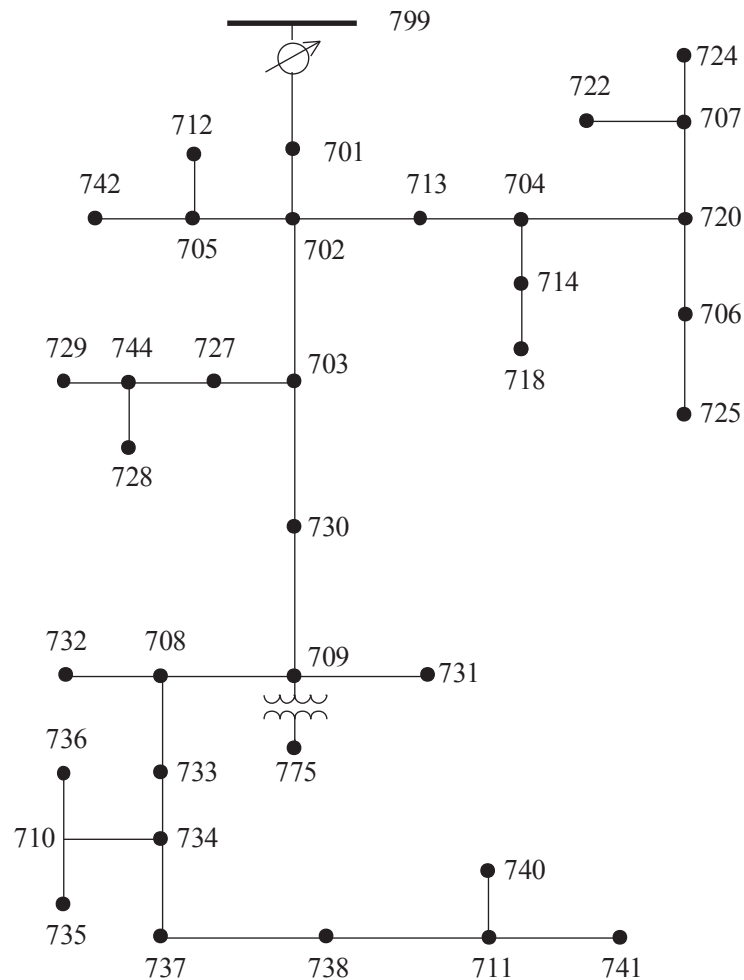


Figura 2.18 – Sistema IEEE 37 (IEEE, 2015)

Tabela 2.10 - Casos para obtenção de curvas PV do sistema IEEE 37

Caso	Modelo de Carga	Tipo de Conexão
(B.5.1)	Potência Constante	Δ
(B.5.2)	Potência Constante	Y
(B.5.3)	Corrente Constante	Δ
(B.5.4)	Corrente Constante	Y
(B.5.5)	Impedância Constante	Δ
(B.5.6)	Impedância Constante	Y

A Tabela 2.11 mostra uma comparação entre o ponto de colapso de cada caso analisado. Com base nos dados obtidos, é possível observar que, a margem de carregamento

(γ_{\max}) dos sistemas em delta é maior que a dos sistemas em Y e também é maior quando a carga sob análise é do tipo impedância constante. Quando a carga é do tipo potência constante, e conectada em Y, é a situação mais conservadora dentre todos os modelos avaliados e, portanto, é o caso utilizado na grande maioria dos estudos de segurança de tensão em sistemas de transmissão. Contudo, em sistemas de distribuição, grande parte das cargas não são do tipo de potência constante, portanto, realizar a modelagem das cargas somente por esse critério pode prejudicar os resultados. Os dados obtidos na Tabela 2.11 ainda corroboram as informações da Tabela 2.6, onde foi demonstrada a análise de casos similares para o sistema IEEE 4 para transformador abaixador com conexão Y-Y.

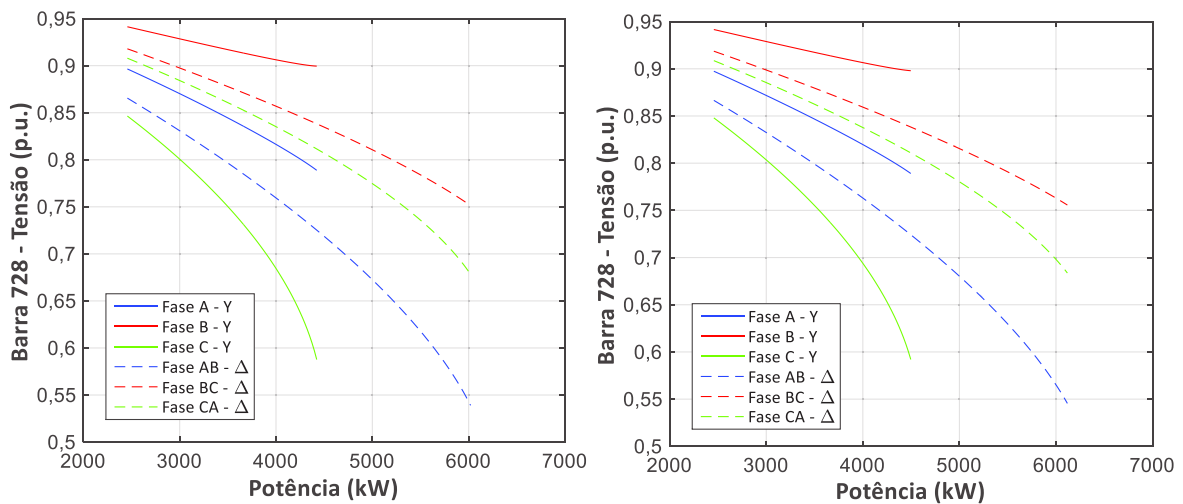
Por outro lado, ainda analisando a Tabela 2.11, é possível observar que as cargas conectadas em delta (casos 5.1, 5.3 e 5.5) demandam um menor carregamento para que a tensão nas três fases atinja valor menor que 0,9 p.u, conforme pode ser verificado pela coluna $\gamma_{0,9}$. Por outro lado, o PMC para os casos em delta é obtido a partir de um carregamento superior em relação aos casos em estrela, conforme coluna γ_{\max} . Esse comportamento é relevante especialmente nas etapas de projeto e análise da expansão de um sistema elétrico desequilibrados, pois o tipo de conexão delta permite que o carregamento evolua mais, mas ao custo de um nível de tensão menor até o ponto de colapso.

Tabela 2.11 - Ponto de colapso em cada caso analisado no sistema IEEE 37

Caso	V_{\min} (p.u.)	γ_{\max} (MW)	$\gamma_{0,9}$ (MW)
(5.1)	0,5390	6,0197	2,9484
(5.2)	0,5877	4,4226	4,3735
(5.3)	0,5455	6,1179	2,9730
(5.4)	0,5920	4,4963	4,3489
(5.5)	0,5467	6,1916	2,9975
(5.6)	0,5926	4,5455	4,3735

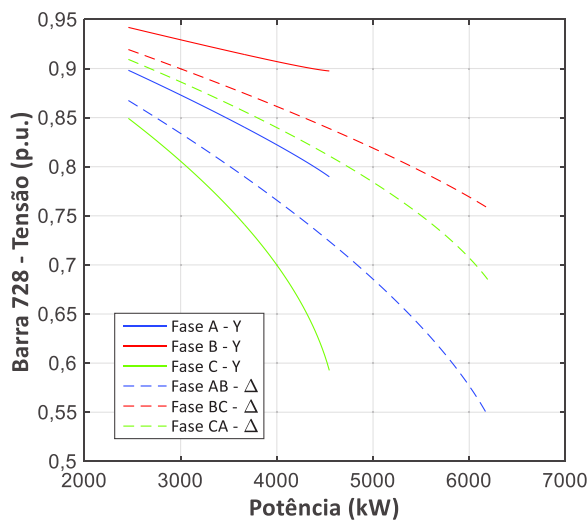
A comparação entre o sistema IEEE 37 original, com conexões das cargas em delta, e o mesmo sistema modificado, com todas suas cargas conectadas em estrela, permitiu corroborar mais uma das observações verificadas nos casos analisados para o sistema IEEE 4, em diferentes configurações de transformadores: a questão de que o carregamento é realizado no mesmo sentido para as três fases quando a carga está conectada em delta e em sentidos

diferentes quando a carga está conectada em estrela, ou seja, uma das fases é carregada em sentido oposto das demais, neste tipo de conexão. A Figura 2.19 ilustra essa análise, onde é possível observar o impacto do carregamento do sistema na barra 728 para a conexão em delta, com todas as fases obedecendo ao sentido horário de carregamento e para a conexão em estrela, onde a fase B apresenta carregamento no sentido anti-horário e as fases A e C no horário. Para todos os casos, o perfil das curvas é o mesmo para a mesma ligação (delta ou estrela), variando apenas a extensão da margem de carregamento.



(a) Barra 728 com carga do tipo potência constante

(b) Barra 728 com carga do tipo corrente constante



(c) Barra 728 com carga do tipo impedância constante

Figura 2.19 – Parte real da curva PV para sistema IEEE 37, comparando barra 728 com carga ligada em estrela e ligada em delta:

Ao verificar a análise de estabilidade para a barra 728 do sistema IEEE 37 barras original, é possível observar novamente que, assim como no caso IEEE 4 barras, o FST indica que a fase com maior instabilidade é também aquela com o menor nível de tensão no ponto de colapso, o que é possível observar por meio da comparação entre os itens referentes aos casos (B.5.1) e (B.5.2) na Tabela 2.12 e na Figura 2.19 (a). Ou seja, para o caso do sistema IEEE 37 barras original, onde na barra 728 estão conectadas cargas do tipo potência constante em delta (B.5.1), a fase crítica nesta barra é a fase AB. Já quando esta carga é conectada em estrela, a fase crítica passa a ser a fase C (B.5.2).

Quando a carga da barra 728 é transformada para o tipo corrente constante, a fase crítica se mantém a fase AB para conexão em delta e a fase C para a conexão em estrela. Para o caso da carga ser do tipo impedância constante, os resultados se mantêm, ou seja, as fases AB e C permanecem as mais instáveis a variações de tensão para carga conectada em delta e estrela, respectivamente. Logo, é possível avaliar que o tipo da carga não interfere na análise de sensibilidade da fase crítica, porém, o tipo de conexão tem papel importante nesse quesito e pode alterar a fase mais sensível a variações de tensão.

Tabela 2.12 - FST nos nós de carga para diferentes tipos de carga conectados a barra 728 do sistema IEEE 37.

Caso – Fase	FST
(B.5.1) – Fase AB	$0,36.10^{-6}$
(B.5.1) – Fase BC	$0,13.10^{-6}$
(B.5.1) – Fase CA	$0,26.10^{-6}$
(B.5.2) – Fase A	$0,24.10^{-6}$
(B.5.2) – Fase B	$0,02.10^{-6}$
(B.5.2) – Fase C	$1,18.10^{-6}$
(B.5.3) – Fase AB	$0,31.10^{-6}$
(B.5.3) – Fase BC	$0,11.10^{-6}$
(B.5.3) – Fase CA	$0,23.10^{-6}$
(B.5.4) – Fase A	$0,21.10^{-6}$
(B.5.4) – Fase B	$0,03.10^{-6}$
(B.5.4) – Fase C	$1,01.10^{-6}$
(B.5.5) – Fase AB	$0,30.10^{-6}$
(B.5.5) – Fase BC	$0,10.10^{-6}$
(B.5.5) – Fase CA	$0,22.10^{-6}$
(B.5.6) – Fase A	$0,20.10^{-6}$
(B.5.6) – Fase B	$0,03.10^{-6}$
(B.5.6) – Fase C	$0,97.10^{-6}$

2.5.4. IEEE 37 – Rotação de cargas

Assim como foi feito para o sistema IEEE 4 na seção 2.5.2, novamente será realizada a rotação de cargas para avaliação dos resultados no sistema IEEE 37. Para o IEEE 37 será realizada uma permutação entre todas as cargas do sistema para as três fases, nos mesmos moldes definidos na seção 2.5.2 e utilizando tanto o sistema original, com todas as cargas conectadas em delta, quanto o sistema modificado, com todas as cargas em estrela. A Tabela 2.13 apresenta os casos que serão analisados na sequência, com o somatório das cargas iniciais a serem utilizadas em cada fase.

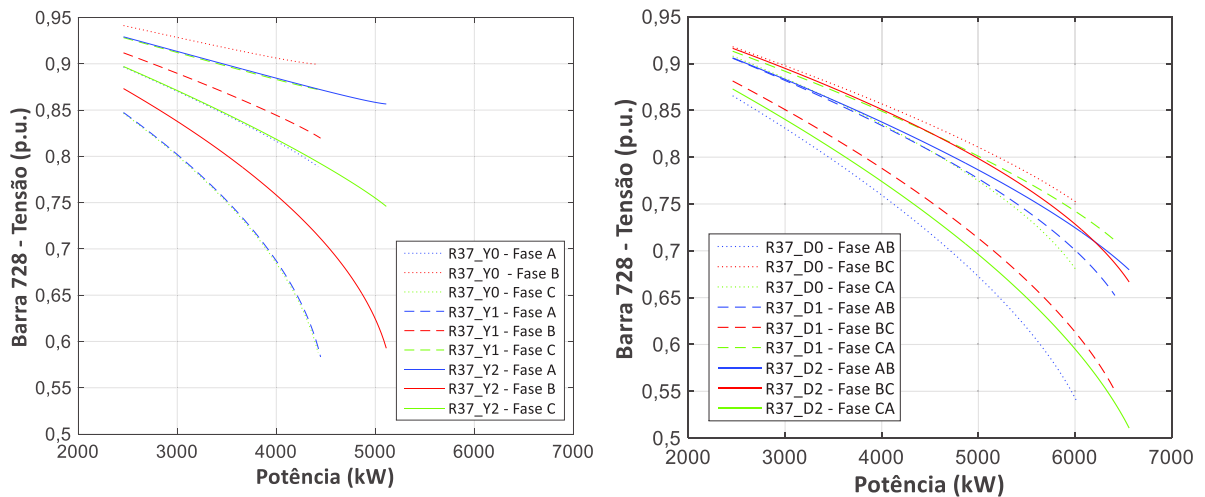
Tabela 2.13 - Critérios para rotação de cargas no sistema IEEE 37

Casos	Tipo de Conexão	Distribuição das Cargas (kW)
R37_Y0	Y	Fase A: 727
		Fase B: 639
		Fase C: 1091
R37_Y1	Y	Fase A: 1091
		Fase B: 727
		Fase C: 639
R37_Y2	Y	Fase A: 639
		Fase B: 1091
		Fase C: 727
R37_D0	Δ	Fase AB: 727
		Fase BC: 639
		Fase CA: 1091
R37_D1	Δ	Fase AB: 1091
		Fase BC: 727
		Fase CA: 639
R37_D2	Δ	Fase AB: 639
		Fase BC: 1091
		Fase CA: 639

Na Figura 2.20 (a) é apresentada a comparação entre as curvas PVs geradas para cada caso analisado com as cargas conectadas em estrela. É possível observar que o caso R37_Y1 apresenta resultados similares aos obtidos no caso base, mas ainda assim, com pequena extensão no PMC e ganho marginal na tensão mínima do sistema em relação ao caso base R37_Y0. Entretanto, em R37_Y2 percebe-se um aumento significativo na margem de

carregamento do sistema, já em relação aos níveis de tensão, novamente percebe-se um ganho marginal na tensão mínima, em relação ao caso base.

Quanto aos casos com carga conectada em delta, as curvas PVs correspondentes estão apresentadas na Figura 2.20 (b), onde é possível observar que tanto o caso R37_D1, quando o caso R37_D2 apresentaram melhor PMC em relação a R37_D0. A tensão mínima de R37_D1 apresentou valor marginalmente superior ao caso base, enquanto R37_D2 demonstrou valor inferior. Assim como no caso de rotação de cargas para o sistema IEEE 4, o sistema IEEE 37 apresentou o mesmo sentido para todas as curvas geradas com cargas conectadas em delta e sentido diferente para uma fase de cada caso com carga em estrela, o que reforça essa tendência no sentido de crescimento das curvas em razão do aumento do carregamento dos sistemas.



(a) Comparação entre cargas conectadas em Y (b) Comparação entre cargas conectadas em Δ

Figura 2.20 - Parte real da curva PV na barra 728 para casos de rotação de cargas do sistema IEEE 37

A Tabela 2.14 apresenta os dados numéricos referentes às informações apresentadas nos gráficos da Figura 2.20. Destaca-se a possibilidade de alteração nos parâmetros relevantes para a segurança de tensão de um sistema elétrico, ao se promover uma rotação das cargas entre as fases do sistema. O impacto sobre o PMC, para o sistema IEEE 37 se mostrou relevante para os casos R37_D1 e R37_D2, em relação às cargas em delta, porém, o maior impacto foi relacionado ao caso R37_Y2, que teve o PMC elevado em cerca de 15% em relação ao caso base R37_Y0.

Tabela 2.14 - Dados obtidos para rotação de cargas no sistema IEEE 37

Casos	γ_{\max} (MW)	$\Delta\gamma_{\max}\%$	V_{\min} (p.u.)	ΔV_{\min} (p.u.)
R37_Y0	4,4226	-	0,5877	0,3118
R37_Y1	4,4472	+0,56%	0,5832	0,2887
R37_Y2	5,1106	+15,56%	0,5927	0,2639
R37_D0	6,0197	-	0,5390	0,2123
R37_D1	6,4128	+6,53%	0,5505	0,1605
R37_D2	6,5602	+8,98%	0,5107	0,1690

Após a rotação de cargas ter sido executada nos sistemas IEEE 4 e IEEE 37, pôde-se perceber que os sistemas submetidos a alterações de cargas entre suas fases estão sujeitos a alterações no PMC e nos níveis de tensão ao longo do carregamento. Sistemas com cargas conectadas em estrela apresentam sentido de crescimento das curvas PVs com uma das fases em sentido oposto ao das outras duas e cargas conectadas em delta apresentam mesmo sentido de evolução da curva para as três fases. Além disso, foi possível perceber que cargas com conexão em delta apresentaram perfis com tensão mais próxima entre as três fases, quando foram comparadas com as cargas conectadas em estrela.

2.6. Acoplamentos Mútuos de Alimentadores

Além do tipo de conexão e modelos de cargas, a questão dos acoplamentos mútuos de alimentadores é um aspecto cuja investigação se faz relevante em termos da segurança de tensão em sistemas trifásicos desequilibrados, uma vez que é característica comum em sistemas elétricos de distribuição, onde a presença de circuitos múltiplos pode ocorrer em qualquer parte do sistema e por grandes distâncias, já a partir da própria subestação (KERSTING, 2006).

O acoplamento mútuo entre alimentadores diferentes pode afetar o desempenho de um sistema elétrico, a depender da configuração da rede de características de projeto, tais como a distância entre os alimentadores ou a geometria utilizada para os condutores, além do nível de desequilíbrio das cargas. Esses fatores podem ter impacto significativo no perfil de tensão do sistema (ANDERSON, 1995), especialmente na presença dessas características combinadas. Portanto, é importante analisar em conjunto os problemas de acoplamento dos alimentadores e os desequilíbrios associados às cargas do sistema.

A Figura 2.21 ilustra um exemplo de configuração com circuito duplo, no qual são apresentados dois alimentadores trifásicos e suas respectivas impedâncias mútuas. Segundo Kersting (2006), as equações (2.59) e (2.60) definem os valores para as impedâncias próprias e mútuas das linhas da Figura 2.21, a partir das quais pode ser montada a matriz apresentada por (2.61), onde são exibidas seis linhas relacionadas aos dois alimentadores trifásicos e uma sétima linha que se refere ao cabo neutro. Essa sétima linha pode ser suprimida caso não exista cabo neutro nos alimentadores.

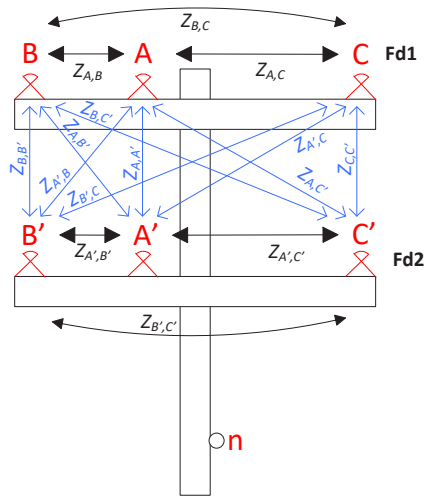


Figura 2.21 - Exemplo de alimentador duplo.

$$Z_{xx} = (r_c + r_d) + j0,07537 \left(\ln \frac{1}{GMR_x} + 6,74580 \right) \Omega/km \quad (2.59)$$

$$Z_{xy} = r_d + j0,07537 \left(\ln \frac{1}{D_{x,y}} + 6,74580 \right) \Omega/km \quad (2.60)$$

$$\mathbf{Z}_{ph} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{aa'} & Z_{ab'} & Z_{ac'} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{ba'} & Z_{bb'} & Z_{bc'} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{ca'} & Z_{cb'} & Z_{cc'} & Z_{cn} \\ Z_{a'a} & Z_{a'b} & Z_{a'c} & Z_{a'a'} & Z_{a'b'} & Z_{a'c'} & Z_{a'n} \\ Z_{b'a} & Z_{b'b} & Z_{b'c} & Z_{b'a'} & Z_{b'b'} & Z_{b'c'} & Z_{b'n} \\ Z_{c'a} & Z_{c'b} & Z_{c'c} & Z_{c'a'} & Z_{c'b'} & Z_{c'c'} & Z_{c'n} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{na'} & Z_{nb'} & Z_{nc'} & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad (2.61)$$

A matriz apresentada em (2.61) representa as impedâncias mútuas entre um conjunto de alimentadores duplos, que podem ser denominados de Fd_1 e Fd_2 e por meio dela é possível se obter as quedas de tensões nesses alimentadores, conforme descrito em (2.62).

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{abc,Fd1} \\ \Delta V_{a'b'c',Fd2} \\ \Delta V_n \end{bmatrix} = [Z_{ph}] \cdot \begin{bmatrix} I_{abc,Fd1} \\ I_{a'b'c',Fd2} \\ \Delta I_n \end{bmatrix} \quad (2.62)$$

Onde:

$\Delta V_{abc,Fd1}$ e $\Delta V_{a'b'c',Fd2}$ - Queda de tensão nos alimentadores Fd_1 e Fd_2 ;

$I_{abc,Fd1}$ e $I_{a'b'c',Fd2}$ - Correntes nos alimentadores Fd_1 e Fd_2 ;

ΔV_n e ΔI_n - Queda de tensão e corrente no neutro.

Logo, com base em (2.62), pode-se verificar qual será a queda de tensão nos alimentadores de um sistema com circuito duplo e, utilizando como ferramenta o FPCM é possível obter as curvas PVs de um sistema elétrico, no intuito de avaliar as tensões nos seus nós em razão da aplicação de um carregamento na rede. Essa verificação foi realizada para alguns casos particulares, utilizando alguns dos sistemas apresentados em IEEE (2015), porém modificados para permitir a representação de alimentadores duplos e também utilizando apenas cargas do tipo potência constante, conforme será apresentado nas próximas seções.

2.6.1. IEEE 13 – Testes para Acoplamentos Mútuos Entre Alimentadores

O sistema IEEE 13 *Node Test Feeder* (IEEE, 2015) apresentado na Figura 2.22 foi modificado com a duplicação dos seus alimentadores a partir da barra 651, onde as barras adicionais foram marcadas com um asterisco (*) e os trechos duplicados do sistema foram marcados com coloração contrastante. Cabe destacar que as impedâncias próprias e mútuas dos cabos do alimentador original não foram modificadas em relação ao caso base, sendo calculadas de acordo com as equações definidas por (2.59) e (2.60). A estrutura construtiva dos alimentadores é a mesma apresentada na Figura 2.21, com afastamento entre os alimentadores de 0,6m, logo, a matriz com as impedâncias mútuas entre os alimentadores é dada em Ω/km

por (2.63), nesse caso sendo representada com dimensão 7x7, devido a existência do cabo neutro. O restante das impedâncias do sistema está apresentado na rede original em IEEE (2015).

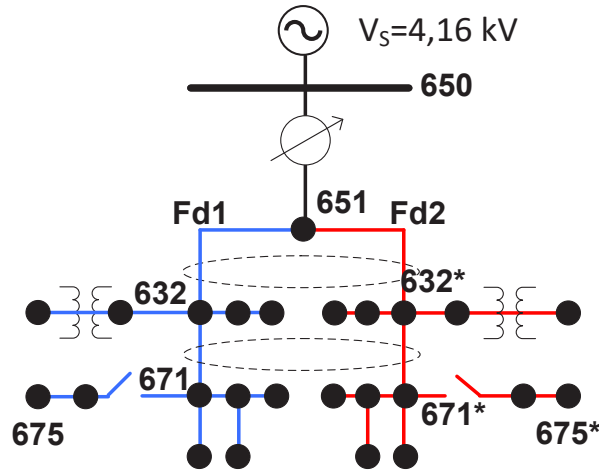


Figura 2.22 - Sistema IEEE 13 modificado

$$\mathbf{Z}_{ph,13} = \begin{bmatrix} \mathbf{Z}_{abc,13} & \mathbf{Z}_{a'b'c',abc,13} & (\mathbf{Z}_{abc,n,13})^t \\ \mathbf{Z}_{abc,a'b'c',13} & \mathbf{Z}_{a'b'c',13} & (\mathbf{Z}_{a'b'c',n,13})^t \\ \mathbf{Z}_{abc,n,13} & \mathbf{Z}_{a'b'c',n,13} & \mathbf{Z}_{n,n13} \end{bmatrix} \quad (2.63)$$

Onde:

$$\mathbf{Z}_{abc,13} = \mathbf{Z}_{a'b'c',13} = \begin{bmatrix} 0,174 + j0,859 & 0,059 + j0,528 & 0,059 + j0,484 \\ 0,059 + j0,528 & 0,174 + j0,859 & 0,059 + j0,451 \\ 0,059 + j0,484 & 0,059 + j0,451 & 0,174 + j0,859 \end{bmatrix} \Omega/\text{km} \quad (2.64)$$

$$\mathbf{Z}_{abc,a'b'c',13} = \mathbf{Z}_{a'b'c',abc,13} = \begin{bmatrix} 0,059 + j0,545 & 0,059 + j0,510 & 0,059 + j0,477 \\ 0,059 + j0,510 & 0,059 + j0,545 & 0,059 + j0,448 \\ 0,059 + j0,477 & 0,059 + j0,448 & 0,059 + j0,545 \end{bmatrix} \Omega/\text{km} \quad (2.65)$$

$$\mathbf{Z}_{abc,n,13} = \begin{bmatrix} 0,059 + j0,488 & 0,059 + j0,467 & 0,059 + j0,476 \end{bmatrix} \Omega/\text{km} \quad (2.66)$$

$$\mathbf{Z}_{a'b'c',n,13} = \begin{bmatrix} 0,059 + j0,528 & 0,059 + j0,485 & 0,059 + j0,501 \end{bmatrix} \Omega/\text{km} \quad (2.67)$$

$$\mathbf{Z}_{n,n13} = [0,427 + j0,960] \Omega/\text{km} \quad (2.68)$$

Portanto, na Figura 2.23 são apresentadas as curvas PVs para a barra 675 do sistema IEEE 13 modificado, onde as linhas sólidas representam os casos com alimentadores duplos e as linhas pontilhadas indicam a ausência desses alimentadores. Nota-se que o PMC para o caso com os alimentadores duplos apresentou redução significativa, da ordem de 20% se comparado com o caso base.

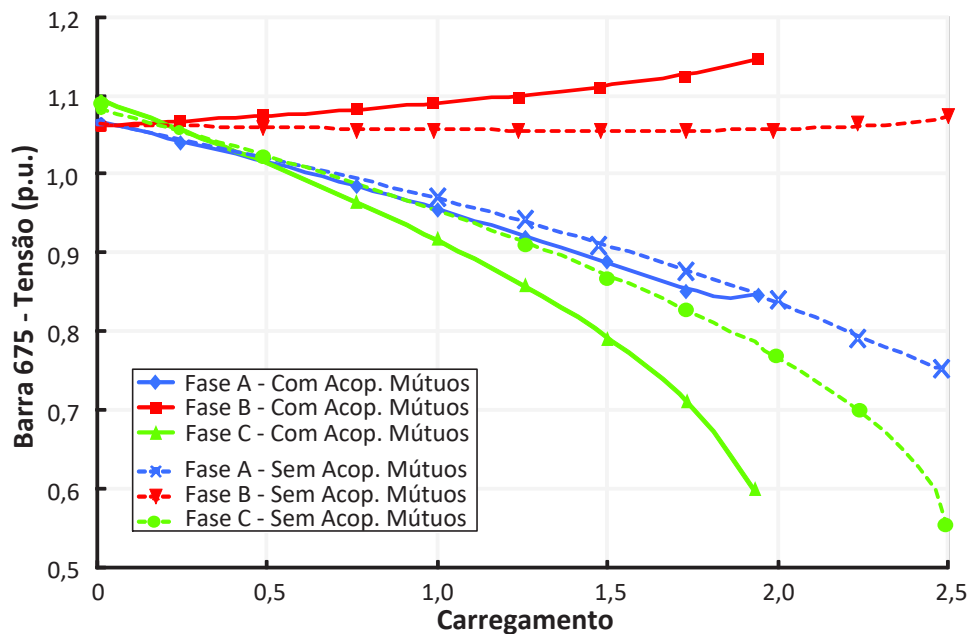


Figura 2.23 - Curvas PV para sistema IEEE 13 modificado e carga do tipo potência constante

2.6.2. IEEE 34 – Testes para Acoplamentos Mútuos Entre Alimentadores

Para o sistema IEEE 34 *Node Test Feeder* (IEEE, 2015), foi também adicionado um alimentador duplicando o sistema logo a partir da barra 800, conforme apresentado na Figura 2.24. Novamente os alimentadores foram considerados com a mesma estrutura indicada na Figura 2.21, considerando a distância entre os alimentadores em 0,6m e a matriz com as impedâncias mútuas entre os alimentadores foi definida em Ω/km por (2.69).

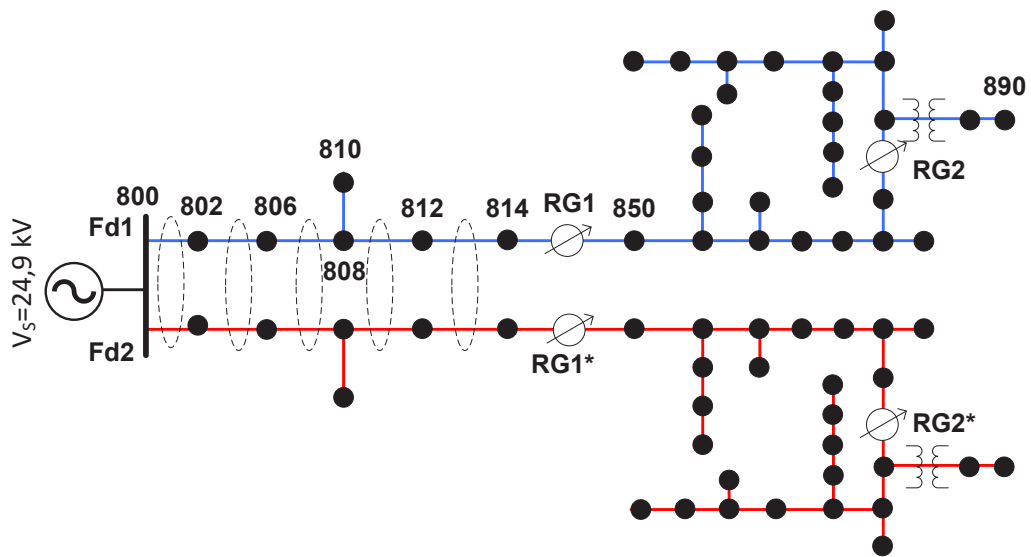


Figura 2.24 - Sistema IEEE 34 modificado

$$\mathbf{Z}_{ph,34} = \begin{bmatrix} \mathbf{Z}_{abc,34} & \mathbf{Z}_{a'b'c',abc,34} & (\mathbf{Z}_{abc,n,34})^t \\ \mathbf{Z}_{abc,a'b'c',34} & \mathbf{Z}_{a'b'c',34} & (\mathbf{Z}_{a'b'c',n,34})^t \\ \mathbf{Z}_{abc,n,34} & \mathbf{Z}_{a'b'c',n,34} & \mathbf{Z}_{n,n34} \end{bmatrix} \Omega/\text{km} \quad (2.69)$$

Onde:

$$\mathbf{Z}_{abc,34} = \mathbf{Z}_{a'b'c',34} = \begin{bmatrix} 0,755 + j1,006 & 0,059 + j0,528 & 0,059 + j0,484 \\ 0,059 + j0,528 & 0,755 + j1,006 & 0,059 + j0,451 \\ 0,059 + j0,484 & 0,059 + j0,451 & 0,755 + j1,006 \end{bmatrix} \Omega/\text{km} \quad (2.70)$$

$$\mathbf{Z}_{abc,a'b'c',34} = \mathbf{Z}_{a'b'c',abc,34} = \begin{bmatrix} 0,059 + j0,545 & 0,059 + j0,510 & 0,059 + j0,477 \\ 0,059 + j0,510 & 0,059 + j0,545 & 0,059 + j0,448 \\ 0,059 + j0,477 & 0,059 + j0,448 & 0,059 + j0,545 \end{bmatrix} \Omega/\text{km} \quad (2.71)$$

$$\mathbf{Z}_{abc,n,34} = \begin{bmatrix} 0,059 + j0,488 & 0,059 + j0,467 & 0,059 + j0,476 \end{bmatrix} \Omega/\text{km} \quad (2.72)$$

$$\mathbf{Z}_{a'b'c',n,34} = \begin{bmatrix} 0,059 + j0,528 & 0,059 + j0,485 & 0,059 + j0,501 \end{bmatrix} \Omega/\text{km} \quad (2.73)$$

$$\mathbf{Z}_{n,n34} = [0,755 + j1,006] \Omega/\text{km} \quad (2.74)$$

Logo, foram primeiramente geradas as curvas PVs para a barra 890 do sistema IEEE 34 modificado de acordo com o exposto na Figura 2.24, considerando todas as cargas do tipo potência constante e sem a atuação dos reguladores de tensão. Os resultados obtidos demonstrando as curvas para o sistema com e sem os alimentadores duplos estão dispostos na Figura 2.25 (a), onde é possível verificar que a diferença no PMC entre os dois cenários é bem pequena, porém, os níveis de tensão entre as curvas são relativamente diferentes.

Na Figura 2.25 (b) são exibidos os resultados considerando os reguladores do sistema ativados, onde foi possível perceber que não ocorreu variação no PMC obtido para as situações com e sem alimentadores duplos, por outro lado, ocorreram pequenas variações nas trajetórias das curvas. Isso ocorre por conta do fato dos reguladores promoverem correções na tensão do sistema de modo que na saída dos equipamentos a tensão tenda a ter níveis similares, independentemente das impedâncias mútuas entre os alimentadores, mesmo considerando uma longa seção de cabos em paralelo. Essa correção é feita por meio dos taps dos reguladores, de modo que um acréscimo no nível de tensão devido a ação desses equipamentos acaba provocando também um aumento na corrente oriunda da subestação.

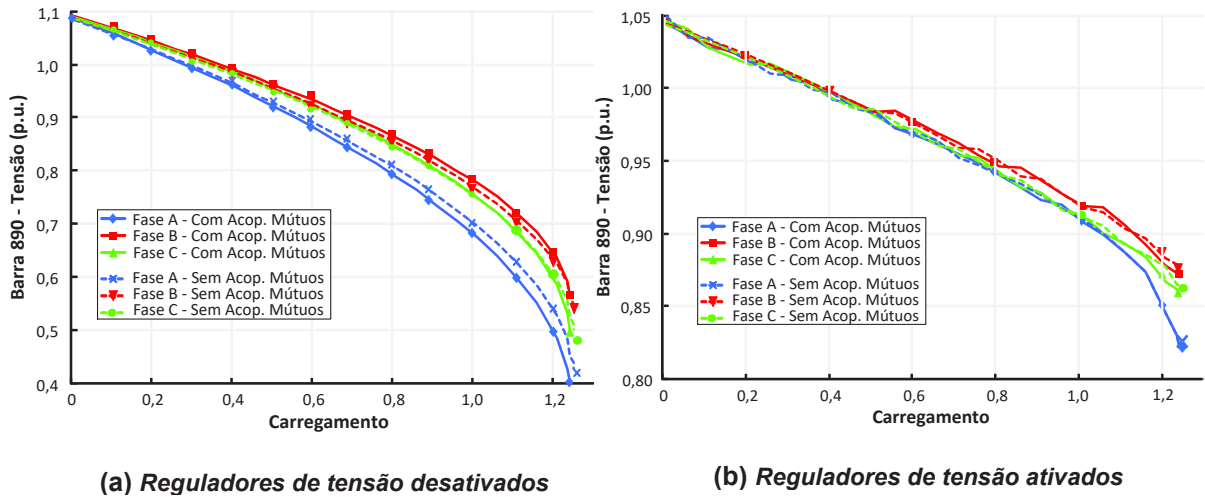


Figura 2.25 - Curvas PV para sistema IEEE 34 modificado com cargas do tipo potência constante

2.6.3. NEV – Testes para Acoplamentos Mútuos Entre Alimentadores

O sistema NEV (IEEE, 2015) originalmente já possui 4 alimentadores com acoplamento mútuo e que compartilham um cabo neutro. Esses alimentadores saem em conjunto da subestação e tomam caminhos separados ao longo do sistema. No sistema original apresentado na Figura 2.26, também são utilizados cabos de telecomunicações e a representação dos acoplamentos mútuos entre os alimentadores, cabos neutro e de telecomunicações se faz necessária para uma concepção correta do sistema, o que implica na formulação de grandes matrizes de impedâncias e, conseqüentemente, na necessidade de se utilizar uma ferramenta robusta, como o FPCM, para a implementação desse sistema.

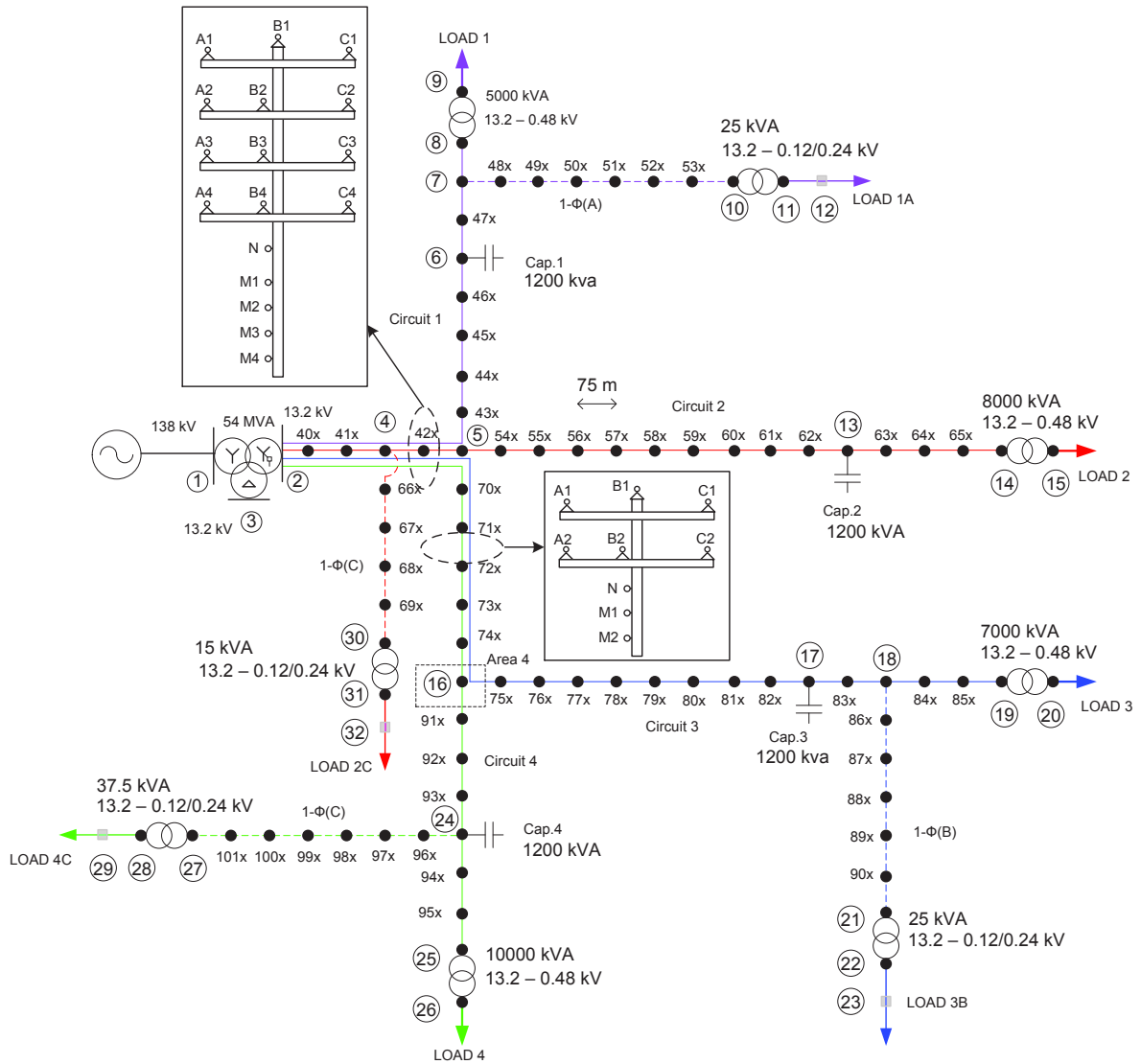


Figura 2.26 - Sistema NEV

As curvas PVs para a barra 25 do circuito 4 do sistema NEV são apresentadas na Figura 2.27, onde é possível verificar que, devido a pequena distância entre os alimentadores em paralelo, as variações de tensão foram grandes. Isso pode ser explicado pelo fato da grande quantidade de impedâncias mútuas entre os alimentadores, portanto, uma reconfiguração de cargas entre as fases seria algo que poderia melhorar o desempenho do sistema em termos dessa questão.

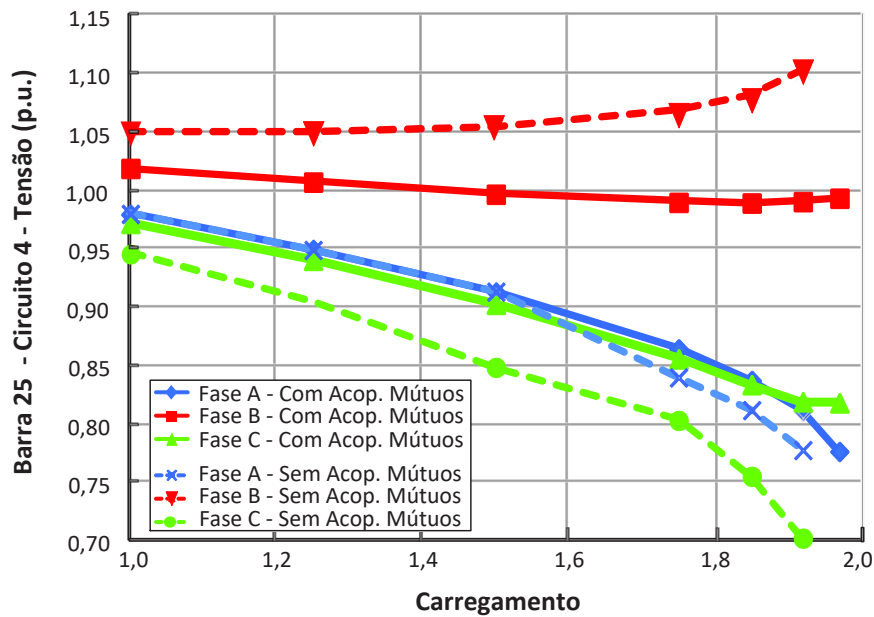


Figura 2.27 - Curvas PV para sistema NEV, barra 25, circuito 4.

Conforme pôde ser visto nesta seção, a representação dos acoplamentos mútuos entre os alimentadores de um sistema traz resultados diferentes quando se verifica as grandezas relacionadas à segurança de tensão de um sistema elétrico. As curvas PV tendem a apresentar menores PMCs e variar os níveis de tensão em relação aos casos que não levam em consideração os acoplamentos mútuos, o que pode ser especialmente importante quando se pensa na operação de equipamentos no sistema que podem ter seu funcionamento comprometido por estar operando em um nível de tensão diferente do qual ele foi especificado para trabalhar.

3. Múltiplas Soluções Factíveis no Problema do Fluxo de Potência

3.1. Introdução

O capítulo 2 apresentou estudos analíticos e numéricos de casos onde as curvas de tensões (PVs), correntes e perdas foram analisadas ao longo do carregamento do sistema. Foi possível verificar que em um sistema multifásico desequilibrado, as fases não possuem o mesmo perfil de tensão, e seu comportamento ao longo do carregamento depende de alguns fatores, como o tipo de conexão e o modelo da carga. Porém, essa análise se limitou a utilizar apenas um conjunto de condições iniciais.

Neste capítulo será verificado qual o impacto ocorre nos resultados quando um ponto diferente é utilizado como ponto de partida para a resolução de um sistema elétrico desequilibrado. Uma análise semelhante será realizada para o caso onde é acoplado um capacitor em paralelo com a carga de modo a verificar se os resultados de comportamento do sistema serão modificados na presença de cargas de características diferentes.

Além disso, serão apresentados neste capítulo, avaliações de múltiplas soluções do fluxo de potência no sistema NEV modificado, que é um sistema elétrico complexo e que permite a representação de cabos neutros e de aterramento. Essas avaliações serão realizadas através da análise da trajetória das curvas PV obtidas do sistema mediante a alteração do valor da resistência de aterramento.

Por fim, será apresentada uma análise de situações de descontinuidade encontradas nas curvas PVs dos sistemas elétricos sob estudo, onde existe convergência de conjuntos de soluções diferentes passando próximos dos mesmos pontos, o que em algumas situações pode resultar na obtenção de pontos de máximo carregamento falsos.

3.2. Múltiplas Soluções para Sistema 2 Barras

A questão das múltiplas soluções a ser tratada nesse capítulo se refere a possibilidade de se obter uma nova solução para o FPCM, para o mesmo sistema, de modo a implicar em um novo PMC e perfis de tensão diversos daqueles obtidos segundo o procedimento tradicional de resolução. Essas novas soluções podem surgir mediante o uso de novos pontos iniciais de solução, por exemplo, ou como resultados de rotinas de otimização. Salienta-se que a questão de soluções diversas para o FPCM tratada aqui não tem relação com a questão das soluções estáveis e instáveis apresentadas nas curvas PVs, uma vez que cada uma das múltiplas soluções obtidas neste capítulo geraria uma curva PV diferente e que, por sua vez, teria sua parte estável e instável.

A análise feita para o circuito da Figura 2.1 no capítulo 2 utilizou um conjunto único de condições iniciais (condições iniciais S1, definidas na Tabela 2.3), para os casos A1, A2, A3 e A4. Nesta seção, será utilizado um novo conjunto de condições iniciais, definido por S2 na Tabela 3.1 e os resultados para as curvas PV, para um mesmo nível de carregamento, serão comparados. Será comprovado que o sistema apresenta múltiplas soluções, a depender das condições iniciais utilizadas para a sua resolução. Esse fenômeno pode ser percebido também matematicamente através das equações de correntes definidas por (2.14), (2.15), (2.17), (2.18), (2.20) e (2.21), relacionadas ao sistema com carga do tipo potência constante.

Tabela 3.1 - Conjunto de condições iniciais S2 para circuito da figura 2.1

Conjunto de Condições Iniciais	I_{ra} (A)	I_{ma} (A)	I_{rb} (A)	I_{mb} (A)	I_{rc} (A)	I_{mc} (A)
S2	100	-25	-25	-140	-50	185

Será apresentada a comparação entre os perfis de curvas PV dos casos A2, A3 e A4, para as condições estabelecidas em S1 (linhas sólidas) e S2 (linhas pontilhadas), para as tensões fase-terra, tensões fase-neutro, correntes e perdas do circuito da Figura 2.1. Não será exibido gráfico de comparação para o caso A1, uma vez que no sistema com cargas e linhas equilibradas, o resultado será o mesmo já apresentado na Figura 2.6, para ambas as condições iniciais.

Para o caso A2, definido pela Figura 3.1 nos gráficos (a), (b), (c) e (d), é possível observar que no conjunto S1, a tensão de neutro na parte estável da curva (nesse caso, a parte inferior) é menor até um aumento de carregamento de 10 vezes. Contudo, nota-se que o conjunto S2 apresenta uma maior margem de carregamento e também que a tensão de neutro para o conjunto S2 é substancialmente elevada na parte inicial do incremento de cargas, o que implica numa elevação da tensão fase-neutro na fase A e diminuição na fase C.

A questão de se encontrar dois conjuntos de curvas PV para o mesmo sistema, com pontos de máximo carregamento diferentes é um tema que merece destaque, pois isso significa que a matriz Jacobiana é singular no ponto de máximo carregamento somente para uma determinada condição de tensão do sistema. Contudo, devido às características não lineares dos sistemas, não foi encontrado na literatura um método matemático que afirme corretamente a unicidade, ou não, das soluções de um problema de fluxo de potência em um determinado ponto e tão pouco foram relatadas questões envolvendo múltiplos PMC. O desenvolvimento de um método para garantir o máximo PMC é uma sugestão para trabalhos futuros.

Para o caso A3, apresentado na Figura 3.2 (a), (b), (c) e (d), é possível perceber que ambas as soluções apresentaram comportamentos parecidos, porém cabe destacar que o conjunto S1 permitiu um maior incremento de carregamento, mas o conjunto S2 apresentou uma menor queda de tensão. Para o caso das perdas, pode-se dizer que o caso S1 teve resultados ligeiramente melhores.

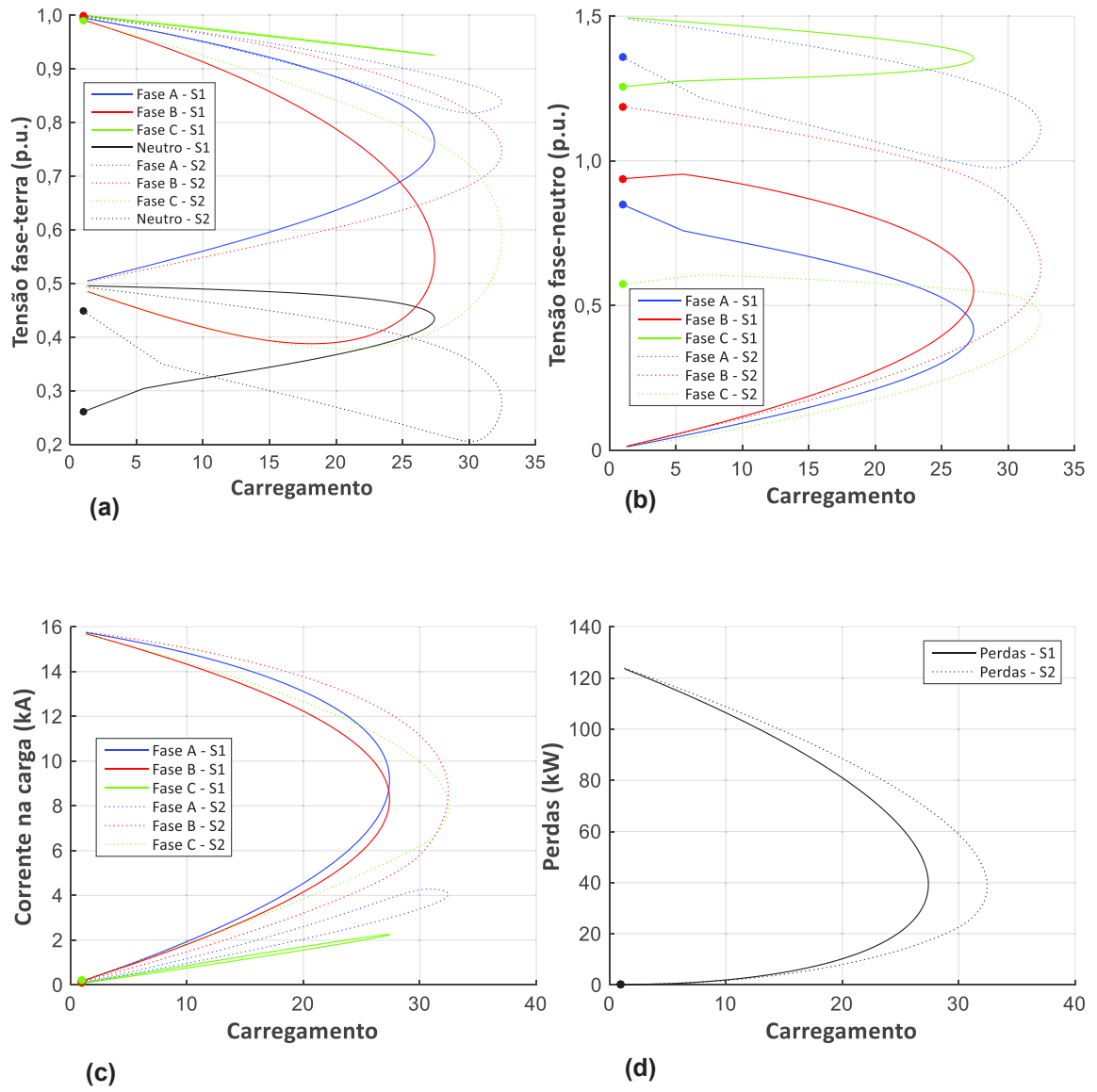


Figura 3.1 - Gráficos para o caso A2 do circuito 2 barras, comparando casos S1 e S2.

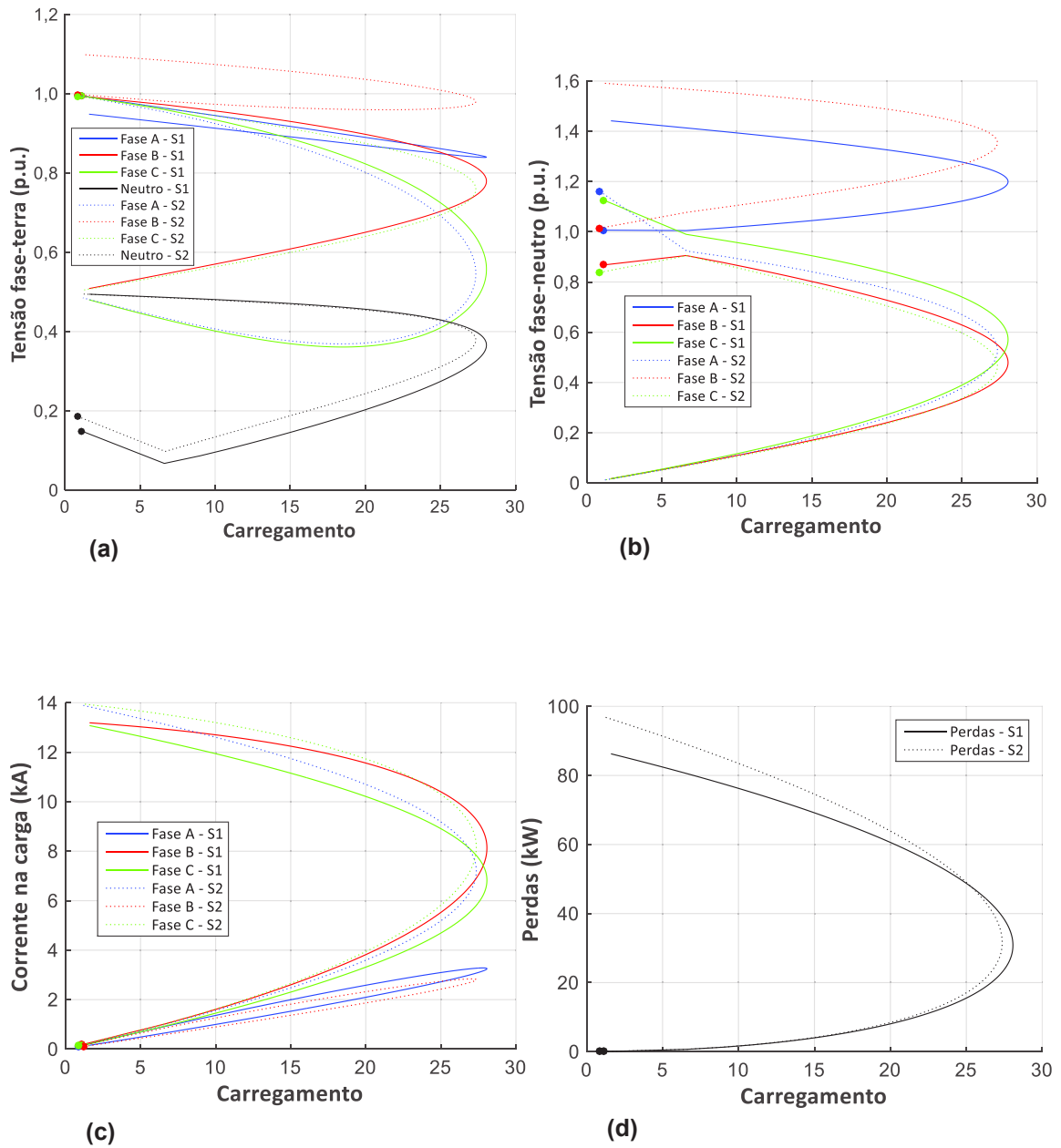


Figura 3.2 - Gráficos para o caso A3 do circuito 2 barras, comparando casos S1 e S2.

Em se tratando do caso A4, cujo perfil das curvas está definido pela Figura 3.3 nos gráficos (a), (b), (c), e (d), nota-se que o conjunto S2 apresentou o melhor desempenho em termos de máximo carregamento e perdas, contudo os valores de tensão de neutro são maiores no início do carregamento da parte estável da curva, região onde a operação é mais frequente.

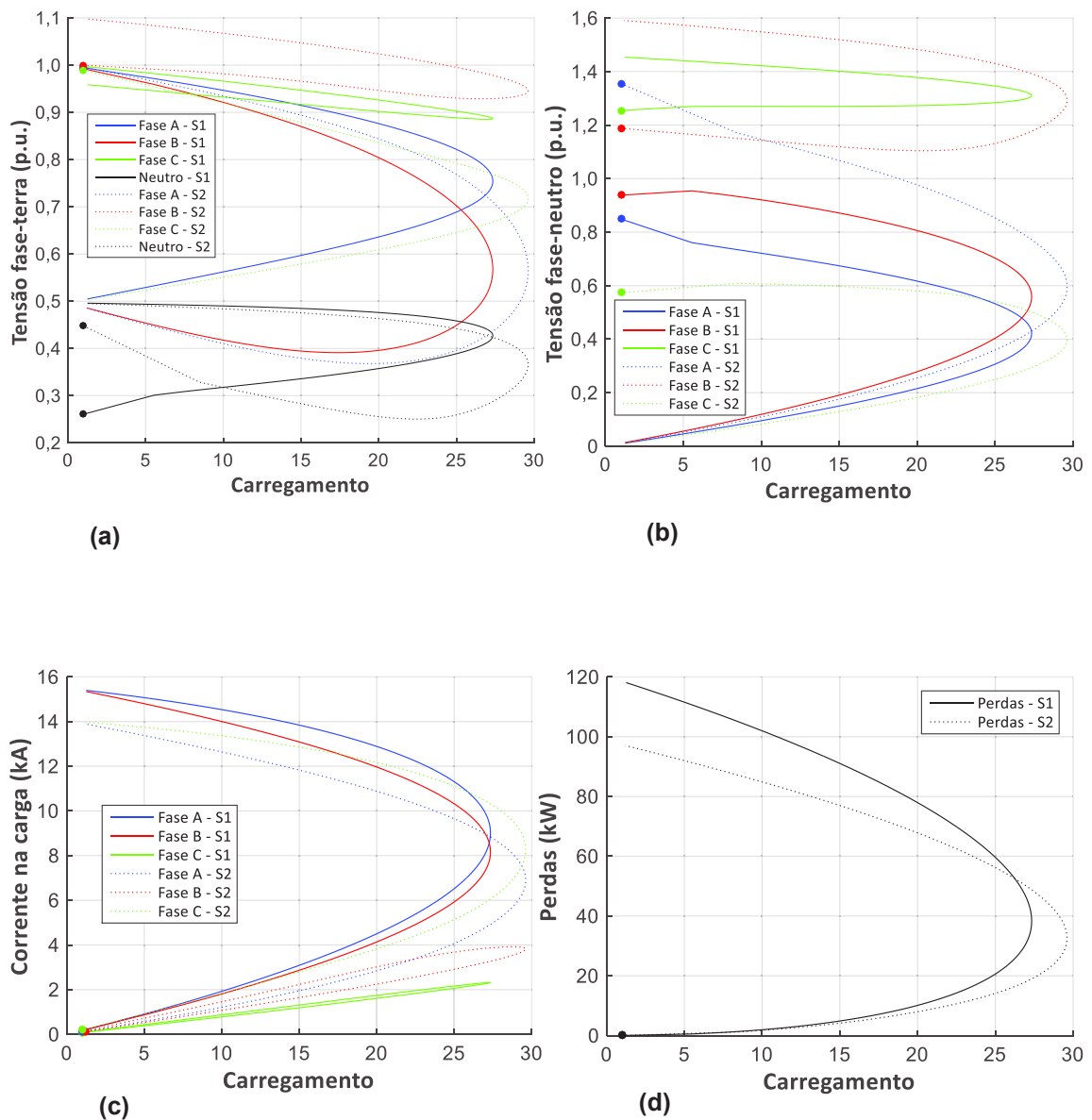


Figura 3.3 - Gráficos para o caso A4 do circuito 2 barras, comparando casos S1 e S2.

Na Tabela 3.2 é apresentado um resumo dos resultados das simulações realizadas para o carregamento de cada caso. As colunas γ_{\max} S1 e γ_{\max} S2 representam o carregamento máximo encontrado em cada conjunto de soluções e as colunas $\gamma_{0,9}$ S1 e $\gamma_{0,9}$ S2 indicam o carregamento máximo antes de alguma tensão ficar abaixo 0,9 pu. Como pode ser observado, os conjuntos de soluções S2 apresentaram melhor desempenho para os casos com carga desequilibrada.

Tabela 3.2 - Resumo dos resultados para o carregamento de cada caso

Caso	γ_{\max} S1	γ_{\max} S2	$\gamma_{0,9}$ S1	$\gamma_{0,9}$ S2
A1	40,32	40,32	17,2	17,2
A2	27,39	32,45	11,4	13,2
A3	28,06	27,36	13,3	11,0
A4	27,33	29,60	11,4	11,5

3.3. Aplicação em sistema 2 barras com banco de capacitores

No capítulo 2, na seção 2.2, foram definidas equações para modelar um sistema de duas barras para diferentes tipos de cargas, onde foi verificado que sistemas trifásicos desequilibrados com apenas cargas do tipo potência constante poderiam apresentar múltiplas soluções estáveis e que sistemas com cargas modeladas como impedância constante apresentam apenas uma solução estável. Nesta seção será analisado o comportamento de sistemas considerando a existência de cargas modeladas como impedância constante e como potência constante em conjunto.

Para tanto, foi utilizada uma combinação das cargas originais juntamente com um banco de capacitores conectado em estrela e em paralelo com a carga no circuito da Figura 2.1, o que na prática poderia ser uma necessidade real, por exemplo, para correção do fator de potência. Assim, o sistema de duas barras pode ser novamente analisado para as condições iniciais S1 e S2, considerando que o banco de capacitores foi modelado como uma carga do tipo impedância constante e com valor fixo durante o carregamento do sistema. O circuito da Figura 3.4 apresenta a nova configuração do circuito, com o banco de capacitores em destaque. As equações finais para a resolução do circuito em termos das correntes no paralelo da carga com o banco de capacitores são dadas por (4.1), (4.2) e (4.3), que são uma extensão das equações do circuito para o caso sem o banco de capacitores, definidas anteriormente em (2.15), (2.18) e (2.21), respectivamente.

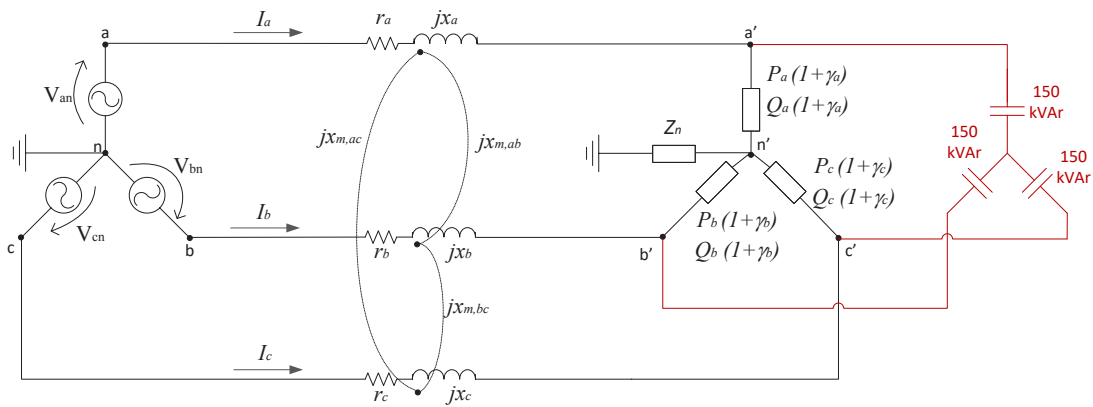


Figura 3.4 - Sistema duas barras com carga do tipo potência constante em paralelo com banco de capacitores

$$(x_a + x_n)(I_{r_a}^2 + I_{m_a}^2) + (x_n + x_{m_{ab}})(I_{r_a}I_{r_b} + I_{m_a}I_{m_b}) + (x_n + x_{m_{ac}})(I_{r_a}I_{r_c} + I_{m_a}I_{m_c}) + VI_{m_a} = -Q_a(1 + \gamma_a) + Q_{cap,a} \left(\frac{|V_{anm}|}{|V|} \right)^2 \quad (3.1)$$

$$(x_b + x_n)(I_{r_b}^2 + I_{m_b}^2) + (x_n + x_{m_{ba}})(I_{r_b}I_{r_a} + I_{m_b}I_{m_a}) + (x_n + x_{m_{bc}})(I_{r_b}I_{r_c} + I_{m_b}I_{m_c}) - V \left(0,5I_{m_b} - \frac{\sqrt{3}}{2}I_{r_b} \right) = -Q_b(1 + \gamma_b) + Q_{cap,b} \left(\frac{|V_{bnm}|}{|V|} \right)^2 \quad (3.2)$$

$$(x_c + x_n)(I_{r_c}^2 + I_{m_c}^2) + (x_n + x_{m_{ca}})(I_{r_c}I_{r_a} + I_{m_c}I_{m_a}) + (x_n + x_{m_{cb}})(I_{r_c}I_{r_b} + I_{m_c}I_{m_b}) - V \left(0,5I_{m_c} + \frac{\sqrt{3}}{2}I_{r_c} \right) = -Q_c(1 + \gamma_c) + Q_{cap,c} \left(\frac{|V_{cnm}|}{|V|} \right)^2 \quad (3.3)$$

Inicialmente foi feito um estudo para o caso A2 (linhas equilibradas e carga desequilibrada), considerando um banco de capacitores de 450kVAr, sendo 150kVAr por fase. A Figura 3.5 nos gráficos (a), (b), (c) e (d), apresenta respectivamente as tensões fase-terra, tensões fase-neutro, correntes e perdas na carga para o caso A2, onde é possível observar que o

fenômeno das múltiplas soluções continua existindo e que o perfil das curvas foi singelamente alterado pela inserção do banco de capacitores, com alterações na magnitude das tensões e correntes, porém mantendo a mesma margem de carregamento em relação ao caso sem o banco de capacitores, que foi anteriormente apresentado na Figura 3.1, na Figura 3.2 e na Figura 3.3. Além disso, é também possível observar que mesmo com a adição de uma carga de tipo diferente, as múltiplas soluções se mantêm para os conjuntos S1 e S2.

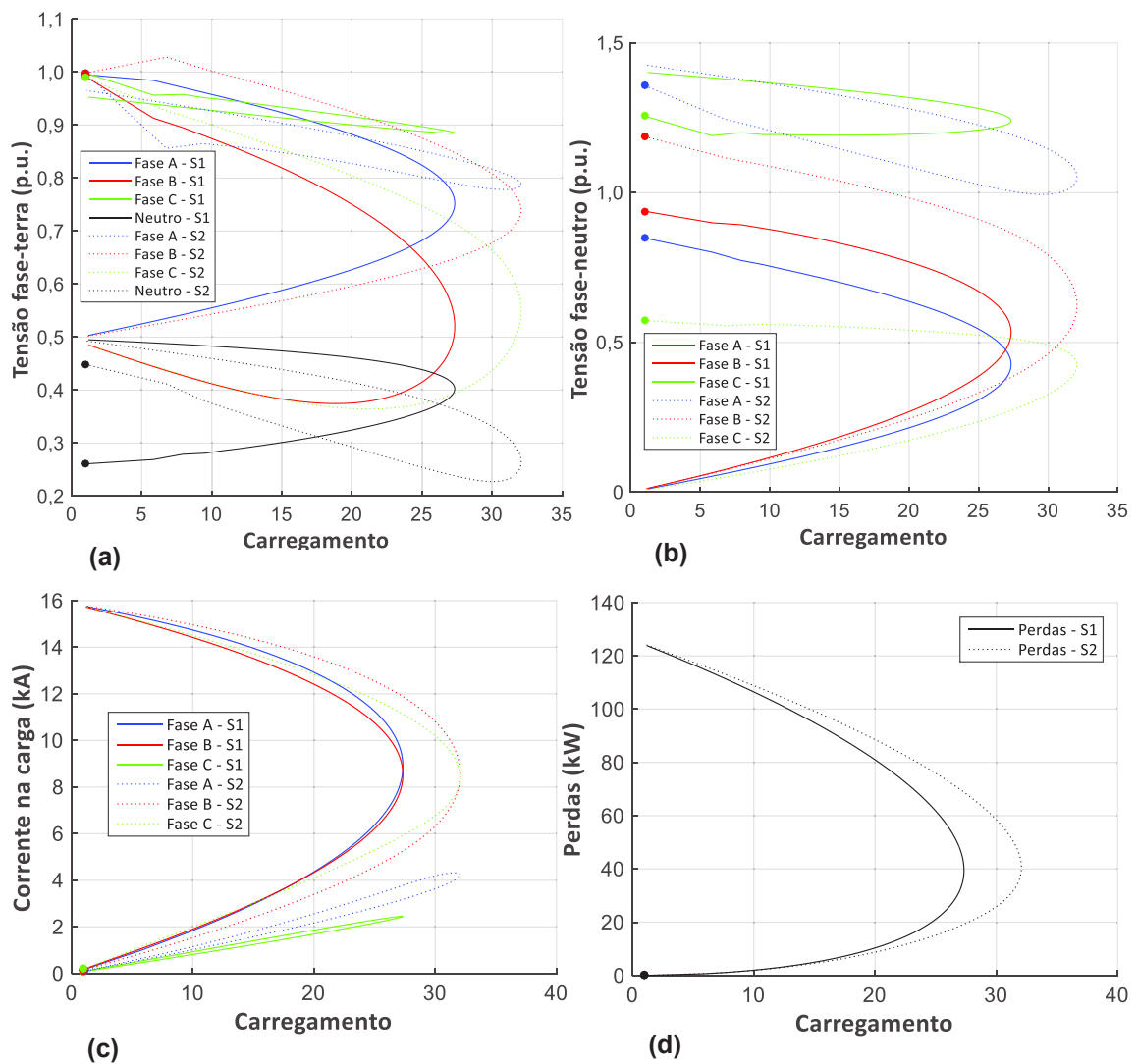


Figura 3.5 - Gráficos para o caso A2 do circuito 2 barras modificado com adição de banco de capacitores, comparando os casos S1 e S2.

O comportamento observado para o caso A2 com a adição de bancos capacitores é similar para os demais casos. A Figura 3.6 (a) demonstra a variação para o perfil de tensão do

cabo neutro em ambos os conjuntos de condições iniciais, na análise da tensão fase-terra para o caso A3, considerando o banco de capacitores de 300kVAr (100kVAr por fase). A Figura 3.6 (b) também apresenta uma pequena variação na tensão fase-neutro na fase C, especialmente para S2, no mesmo caso A3. Esse comportamento também é verificado no caso A4, novamente com o banco de capacitores ajustado em 450kVAr (150kVAr por fase), o que pode ser comprovado pela Figura 3.7 onde há a apresentação da corrente na fase A em (a) e das perdas, em (b).

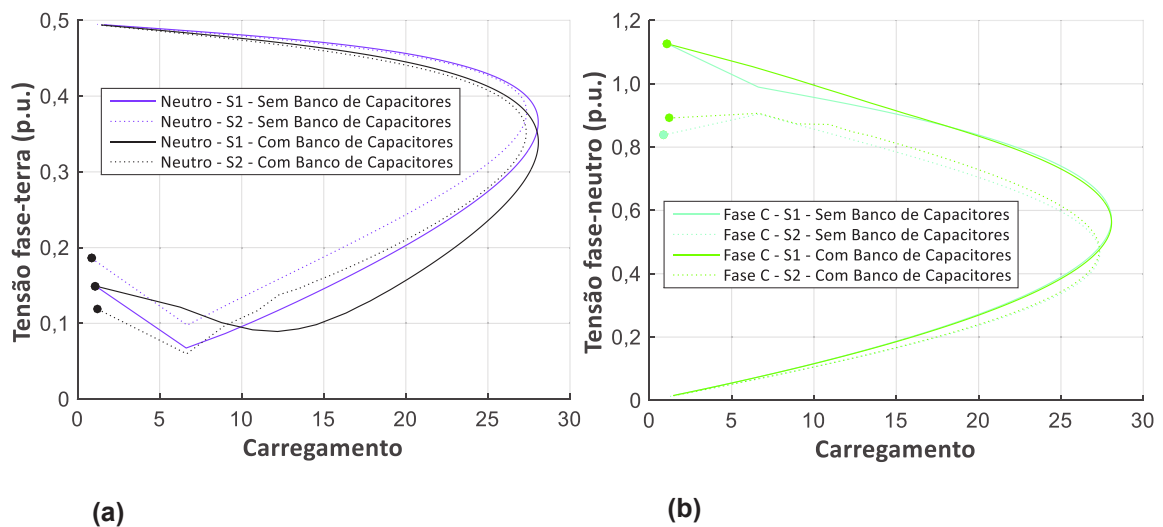


Figura 3.6 - Gráficos para o caso A3 do circuito 2 barras, comparando os casos S1 e S2 com e sem a adição de banco de capacitores.

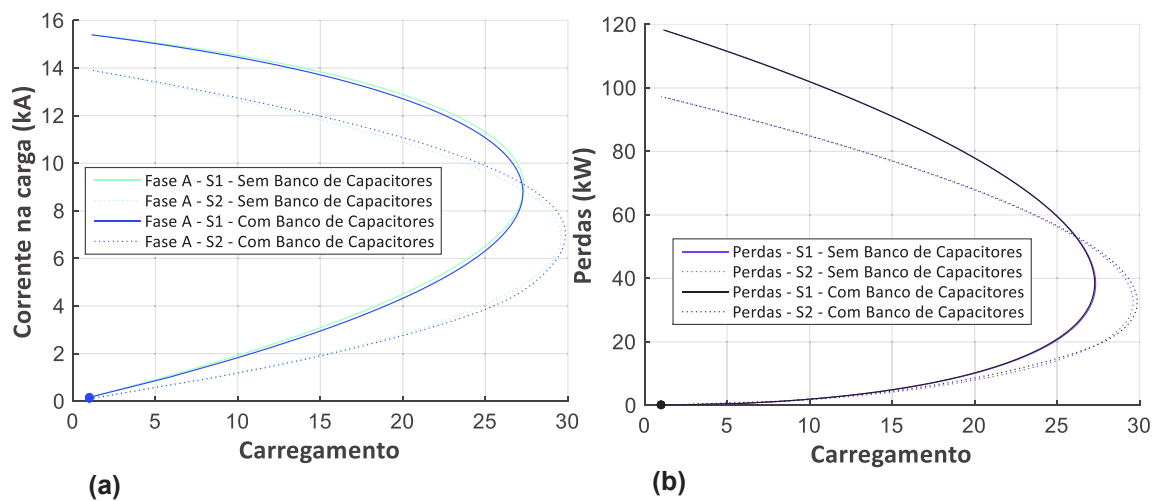


Figura 3.7 - Gráficos para o caso A4 do circuito 2 barras, comparando os casos S1 e S2 com e sem a adição de banco de capacitores.

Naturalmente, a variação nos valores da capacitância inserida implicará numa alteração da corrente que flui para o conjunto carga e banco de capacitores e numa variação maior ou menor dos parâmetros do circuito. Por exemplo, o gráfico da Figura 3.8 (a) apresenta o comportamento da tensão fase-terra na fase A do caso A4 em S1 ao longo do aumento da capacitância, onde é possível observar que o sistema apresenta comportamento instável para o valor de 400kVAr. Porém, para a situação S2, o sistema já demonstra comportamento irregular para condição do banco de capacitores com 250kVAr de potência por fase, conforme demonstrado pela Figura 3.8 (b), que ilustra o comportamento da tensão fase-terra na fase C do mesmo caso A4 em S2.

Ou seja, pode-se afirmar que a análise de múltiplas soluções em circuitos com cargas de diferentes tipos, depende não só dos pontos iniciais de solução utilizados, mas também das características das cargas e do próprio sistema sob estudo. No caso específico da Figura 3.8 (b), o comportamento da curva com banco de capacitores de 250kVAr apresenta irregularidades que, da forma como estão, caracterizam uma solução instável, porém, existe a possibilidade dos pontos de descontinuidade desta curva levarem a uma solução estável. Esse assunto será abordado com maior detalhamento na seção 3.7 deste capítulo.

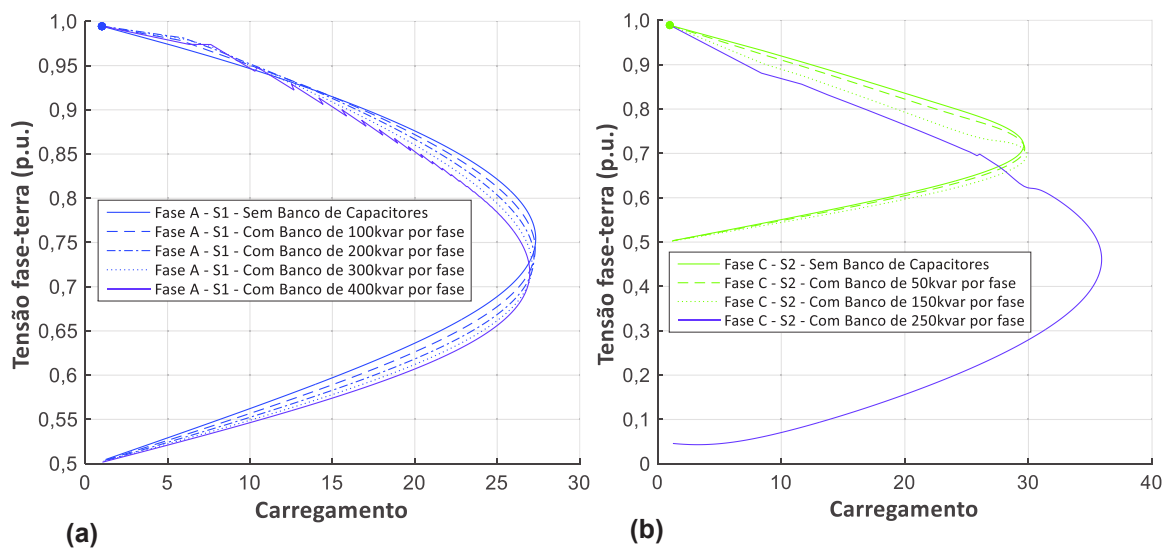


Figura 3.8 - Gráficos para o caso A4 do circuito 2 barras, com diferentes valores de potência de banco de capacitores.

3.4. Múltiplas Soluções para sistema NEV

A utilização do sistema NEV busca embasar a verificação das múltiplas soluções como resultado do fluxo de potência também em um sistema complexo, com a utilização dos cabos neutros e aterramentos. Portanto, será utilizado nesta seção este sistema conforme proposto em Kersting (2000), mas com o ramo adicional na barra 2, resultando na mesma estrutura analisada em Araujo, *et al.* (2016), conforme apresentado pela Figura 3.9, onde R_s é o resistor de aterramento da subestação; R_L é o resistor de aterramento do neutro da carga; R_{gr} é a resistência de aterramento do sistema (malha ou haste de ferro); R_{N1} , R_{N2} e R_{N12} são as resistências dos cabos de interligação entre neutros.

Em Araujo, *et al.* (2016), várias soluções foram calculadas a partir da carga conectada ao sistema. Já neste trabalho, o FPCM será aplicado usando as soluções obtidas em Araujo, *et al.* (2016) como pontos de partida para a verificação das múltiplas soluções para o fluxo de potência continuado no sistema NEV.

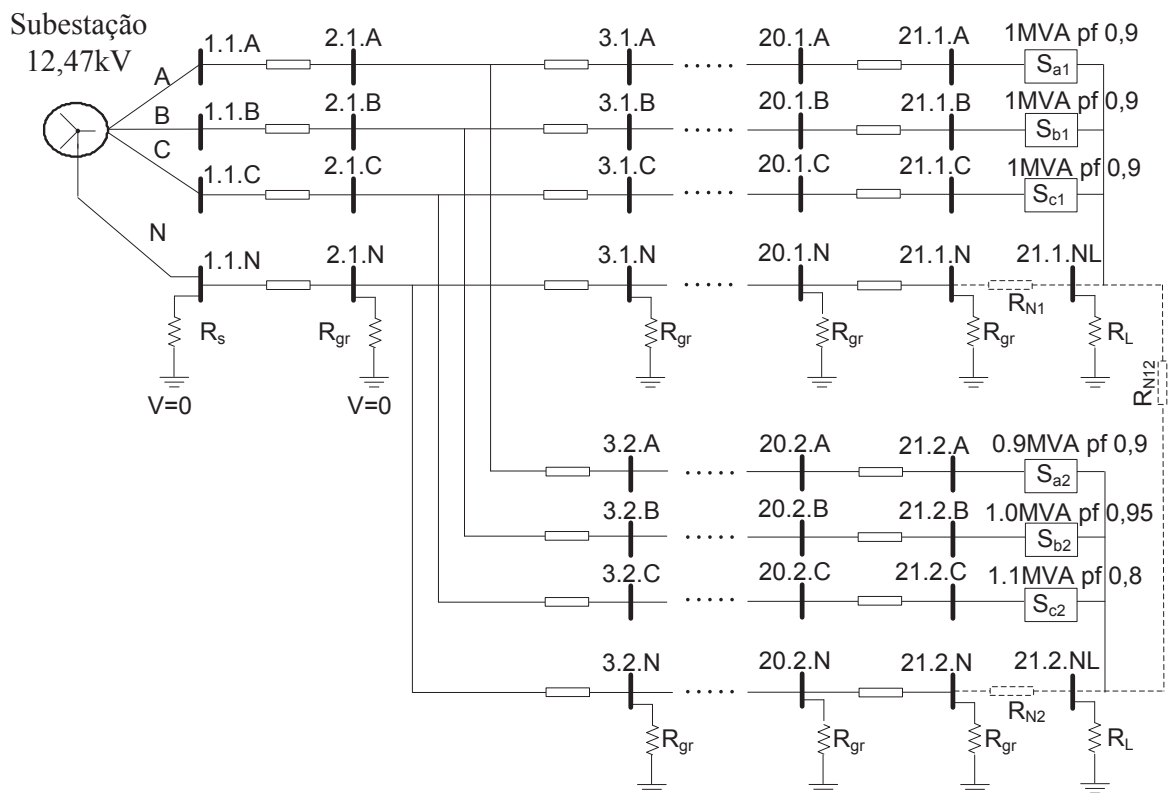


Figura 3.9 - Sistema NEV modificado

Foram utilizados os seguintes valores para as resistências de aterramento do sistema NEV: $R_S = 0,01\Omega$, $R_{gr} = 25\Omega$, $R_L = 100\Omega$ e $R_{N1} = R_{N2} = R_{N12} = \infty \Omega$. A partir desses valores, foram obtidas algumas soluções para o sistema, sendo que quatro delas serão analisadas neste trabalho como pontos iniciais para o FPCM, cujas soluções para as tensões nas barras 21.1 e 21.2 estão apresentadas na Tabela 3.3, assim como os valores de γ encontrados para o máximo ponto de carregamento e os valores de γ representando o momento em que todas as tensões ficam abaixo de 0,9 pu, atingidos após a avaliação de cada caso através do FPCM.

Tabela 3.3 - Resultados para os casos C1, C2, C3 e C4 do sistema NEV

Caso	$v_{21.1.NL}$ (kV)	$v_{21.2.NL}$ (kV)	γ_{max}	$\gamma_{0,9}$
C1	0,068 $\angle -0,36^\circ$	1,986 $\angle -110,88^\circ$	12,82	6,2
C2	0,088 $\angle -0,27^\circ$	1,720 $\angle 70,31^\circ$	11,99	5,1
C3	1,062 $\angle -10,91^\circ$	1,987 $\angle -110,85^\circ$	13,44	6,1
C4	1,042 $\angle -10,85^\circ$	1,721 $\angle -70,38^\circ$	12,21	5,2

A Figura 3.10 mostra as curvas PV para a barra 21.2, considerando os conjuntos C1, C2, C3 e C4. Como pode ser visto, as trajetórias apresentam comportamento distinto entre si, o que novamente corrobora a existência de múltiplas soluções também para o sistema NEV. É possível observar variações significativas entre os pontos de máximo carregamento (PMC) das quatro soluções, o que pode ser notado também nos dados da Tabela 3.3, onde é possível verificar que os valores de PMC possuem variações de até 12% entre as soluções. Na Figura 3.11 (a) é apresentada a evolução das perdas em relação ao carregamento do sistema e a Figura 3.11 (b) mostra um *zoom* da curva (a) para γ entre 1 e 2, de maneira a comprovar a discrepância entre as quatro soluções.

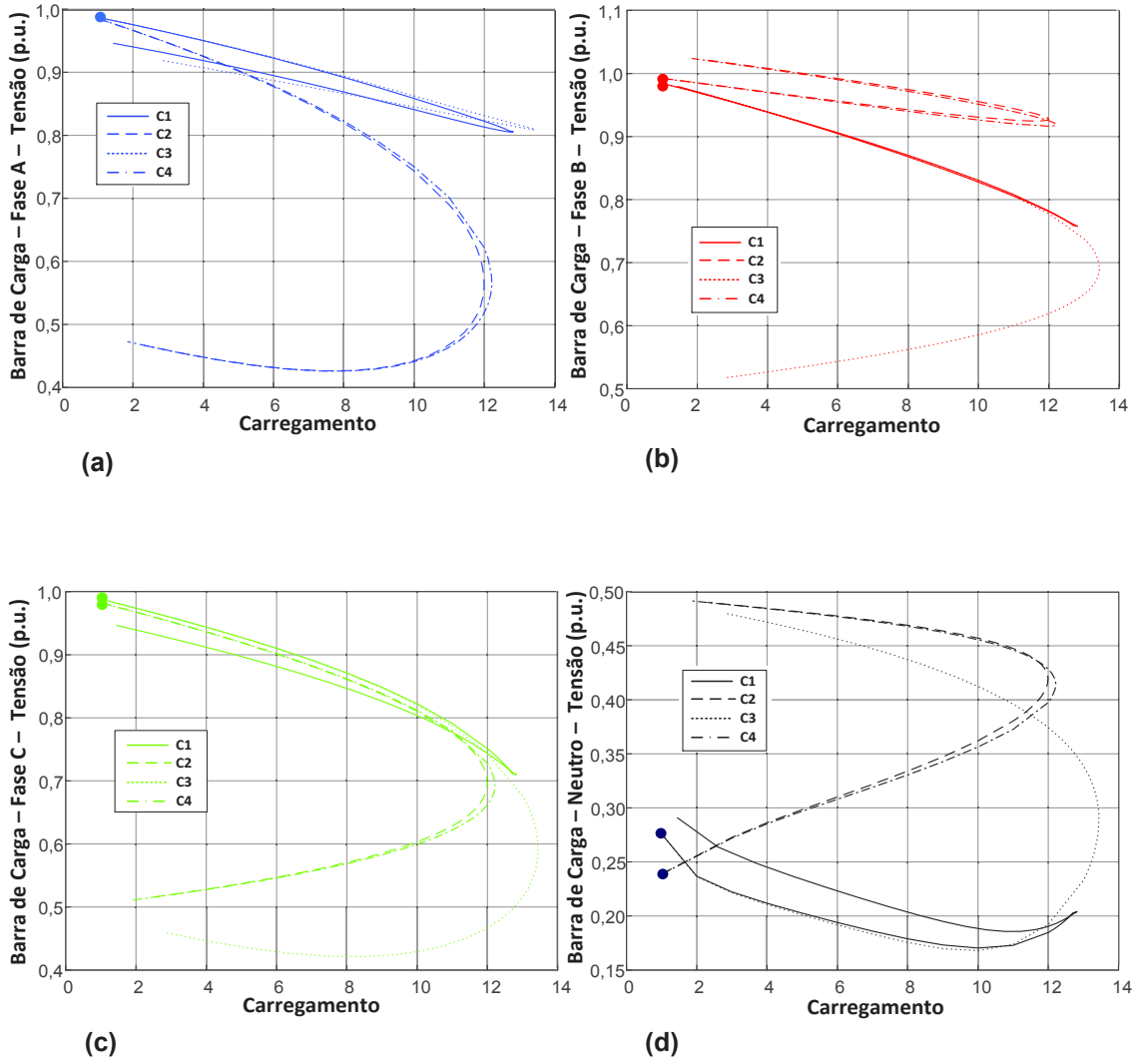


Figura 3.10 - Curvas PV para os casos C1, C2, C3 e C4

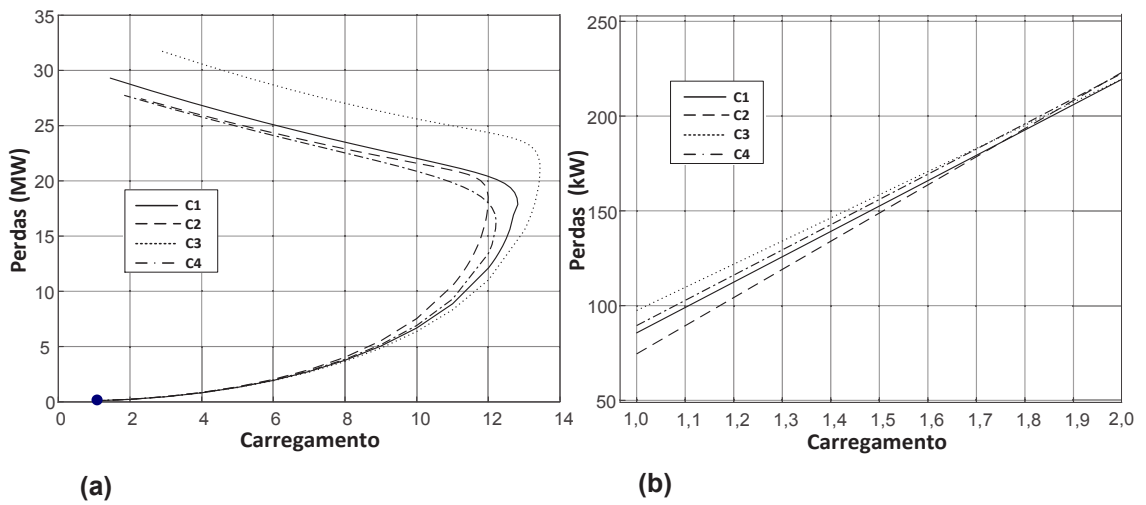


Figura 3.11 - Perdas para os casos C1, C2, C3 e C4

Da mesma forma como feito para o caso do sistema 2 barras, foi possível observar o comportamento das múltiplas soluções considerando cargas de tipos diferentes também no sistema NEV. Para tanto, foi adicionado um banco de capacitores de 900kVAr(300kVAr por fase) conectado em estrela e em paralelo com a carga na barra 21.2. Assim como feito na seção 4.3, o banco de capacitores foi modelado como uma carga do tipo impedância constante e, utilizando o método apresentado em Araujo, *et al.* (2016) foram encontradas duas soluções que foram utilizadas como ponto de partida para o FPCM, C1 e C2, a partir de onde foram obtidas as curvas apresentadas na Figura 3.12.

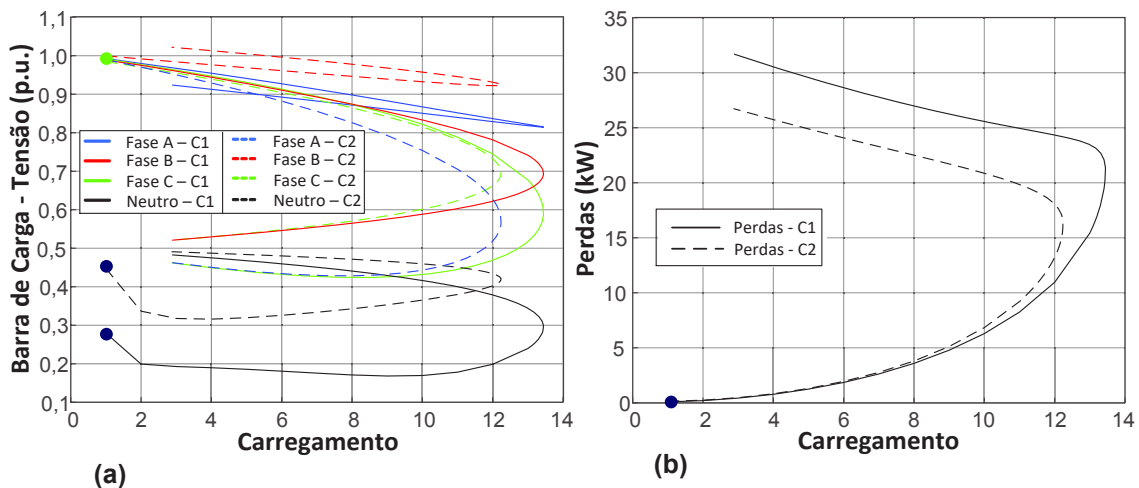


Figura 3.12 - Curvas para C1 e C2 com adição de banco de capacitores no sistema NEV

Novamente foi possível observar que, mesmo para um sistema complexo como o NEV, com combinação de cargas de tipos diferentes (potência e impedância constantes, nesse caso), foram obtidas múltiplas soluções na resolução do FPCM. Adicionalmente, o comportamento das curvas é significativamente diferente daquele apresentado para os casos sem o banco de capacitores, porém, essa alteração é dependente da magnitude da potência do banco (ou de outra carga de tipo diferente que viesse a ser inserida). Portanto, é importante que o sistema seja modelado por completo para esse tipo de análise, como foi feito nesse caso.

3.5. Múltiplas Soluções para sistema IEEE 123

O sistema IEEE 123 *Node Test Feeder* (IEEE, 2015) foi utilizado para verificar o desempenho de algumas soluções estáveis, considerando diferentes tipos e modelos de cargas,

bem como as ações dos reguladores de tensão. Como explicado no capítulo 2, as múltiplas soluções estáveis podem ocorrer quando pelo menos uma carga tem o neutro isolado ou aterrado por impedância. Para auxiliar na análise do sistema com a intenção de verificar possíveis múltiplas soluções, ele foi modificado com a inserção de uma carga trifásica equilibrada de 1500 kW do tipo potência constante e conexão em estrela com neutro isolado, na barra de número 13.

A Tabela 3.4 apresenta a descrição dos casos que foram testados no sistema IEEE 123 e também as condições iniciais pré-definidas, onde se pode perceber que os reguladores de tensão foram desativados para o caso C5 e novamente habilitados no caso C6. Quanto às condições iniciais, a única diferença foi a inicialização do nó neutro da barra 13, que em SI foi mantido com tensão em 0 p.u. e em SII foi esse valor foi modificado para a $0,05\angle -90^\circ$ p.u.

Tabela 3.4 – Descrição dos casos e condições iniciais para múltiplas soluções no IEEE 123

Caso	Uso de regulador de tensão?	SI	SII
C5	Sim	$V_{13}^N = 0\angle 0^\circ$ p.u.	$V_{13}^N = 0,05\angle -90^\circ$ p.u.
C6	Não	$V_{13}^N = 0\angle 0^\circ$ p.u.	$V_{13}^N = 0,05\angle -90^\circ$ p.u.

Dois conjuntos de soluções estáveis foram encontrados e ambas as soluções foram alcançadas usando as mesmas condições iniciais para as tensões nodais ($1\angle 0^\circ$ p.u.). Os resultados foram apresentados na Figura 3.13 para o caso C5 e na Figura 3.14 para o caso C6, tendo sido demonstradas as tensões na barra 108 em (a) e as correntes na saída da subestação em (b), nas duas figuras. As variações bruscas das curvas PVs da Figura 3.13 (a) representam a atuação dos reguladores de tensão quando os taps atingem o limite operacional.

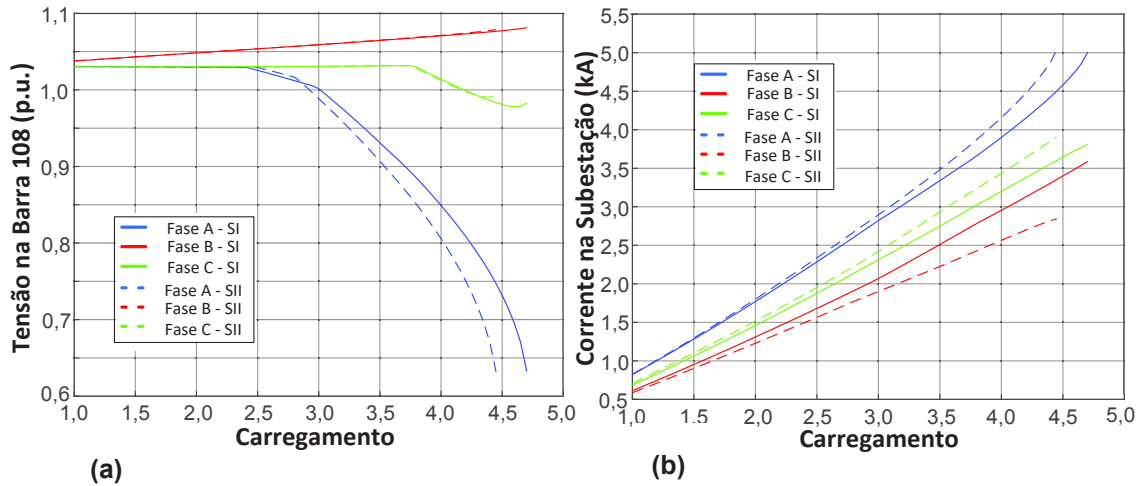


Figura 3.13 - Curvas PV para caso C5 de múltiplas soluções no sistema IEEE 123, comparando SI e SII

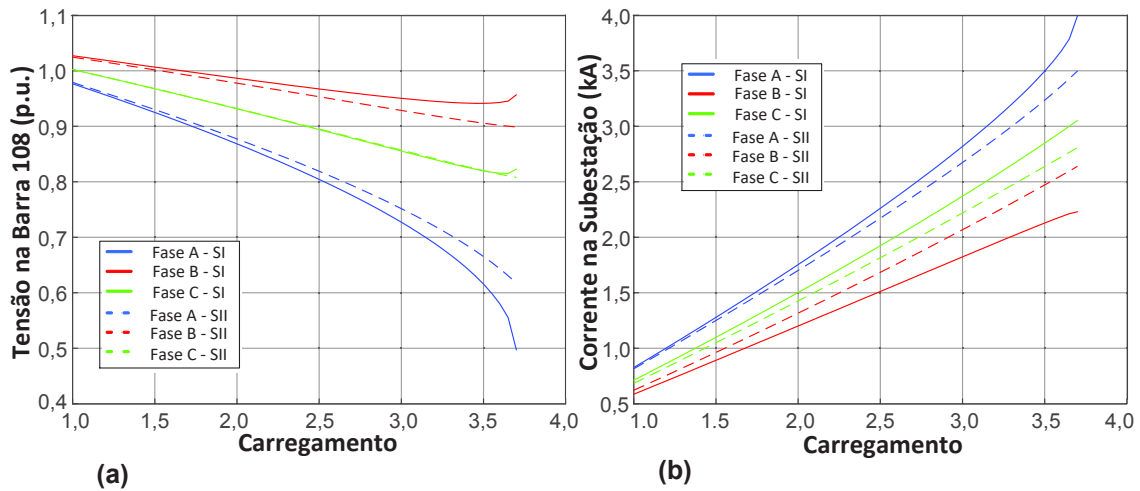


Figura 3.14 - Curvas PV para caso C6 de múltiplas soluções no sistema IEEE 123, comparando SI e SII

Os casos apresentados aqui também foram executados no OpenDss (DUGAN e MCDERMOTT, 2011) e os resultados obtidos foram os mesmos demonstrados na Figura 3.13 e na Figura 3.14 para a solução SI. No entanto, a solução SII não pode ser verificada nessa ferramenta, pois não é possível indicar as condições iniciais no procedimento de resolução padrão do OpenDSS. Novamente, a parte instável das curvas não foi plotada, porque a maioria dos softwares comerciais não tem essa funcionalidade e não faria diferença em termos das conclusões aqui obtidas.

Um ponto operacional foi encontrado quando um método de otimização baseado em pontos interiores (MPI) foi utilizado para maximizar o carregamento do sistema com as restrições de tensão entre 0,8 e 1,1 pu. Quando este ponto operacional foi testado no OpenDSS,

este ponto não foi encontrado como uma solução viável. Isso aconteceu porque alguns softwares não conseguem detectar essas múltiplas soluções estáveis, portanto, é interessante trazer tais contribuições para a comunidade de engenharia elétrica. O capítulo 5 trará outros exemplos de situações envolvendo otimização para o ponto de máximo carregamento do sistema.

3.6. Múltiplas Soluções para sistema IEEE 8500

O sistema IEEE 8500 *Node Test Feeders* (IEEE, 2015) foi testado usando um procedimento semelhante ao utilizado na seção anterior e novamente pôde ser verificada a existência de soluções estáveis. O caso C7 exemplifica essa questão e se baseou na análise comparativa do sistema com ou sem a inserção de uma carga do tipo estrela aterrada na barra HVMV_SUB_48332, conforme descrito pela Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Descrição dos casos e condições iniciais para múltiplas soluções no IEEE 123

Caso	SIII	SIV
C7	Sistema original	Carga conectada à barra HVMV_SUB_48332

A Figura 3.15 apresenta os gráficos de tensão na barra HVMV_SUB_48332 em (a) e a corrente na subestação, em (b), onde é possível verificar em ambos os gráficos a existência de múltiplas soluções para o critério estabelecido em C7 para SIII e SIV. Nota-se também que nas duas soluções as curvas PVs possuem sentido de giro no sentido anti-horário em duas fases e horário na outra fase, devido à carga estar conectada em estrela, o que corrobora as conclusões obtidas nesse sentido na seção 2.5 do capítulo anterior. Com isto, mostra-se que em sistemas reais com diversos tipos e modelos de cargas também é possível que ocorram múltiplas soluções estáveis.

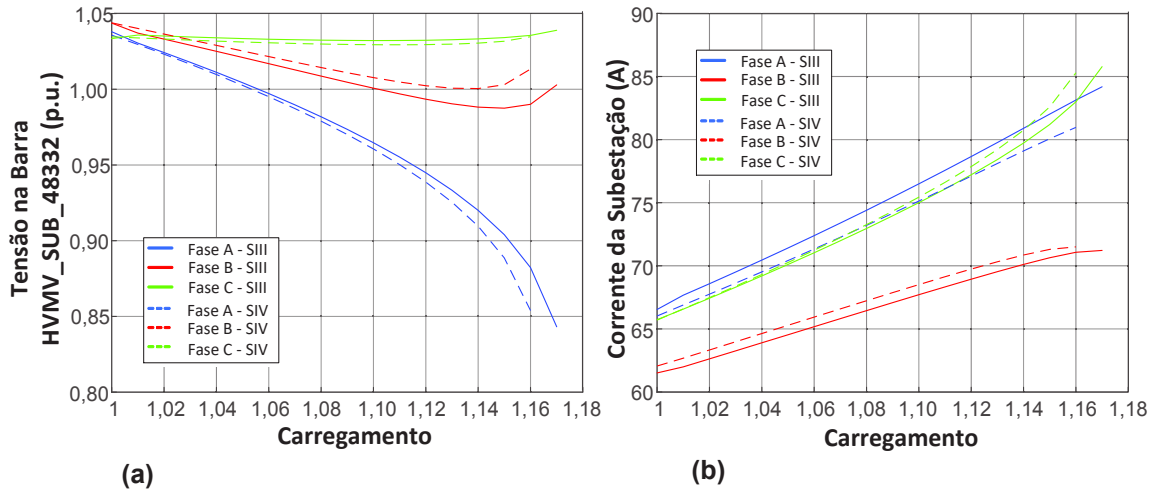


Figura 3.15 - Curvas PV para caso C7 de múltiplas soluções no sistema IEEE 8500, comparando SIII e SIV

3.7. Soluções instáveis além do ponto de máximo carregamento

Durante os testes executados nos sistemas de duas barras e NEV, foram encontradas situações nas quais as curvas PVs apresentavam descontinuidades com mudança abrupta de comportamento. Estas descontinuações podem ocorrer tanto na continuação por carregamento, quanto na continuação por tensão, na parte estável ou na parte instável da curva. Dois exemplos destas descontinuações são apresentados na Figura 3.17 e na Figura 3.19. Estes casos são relativos ao sistema NEV tradicional (KERSTING, 2000), apresentado na Figura 3.16 e ao sistema de duas barras da Figura 2.1, respectivamente.

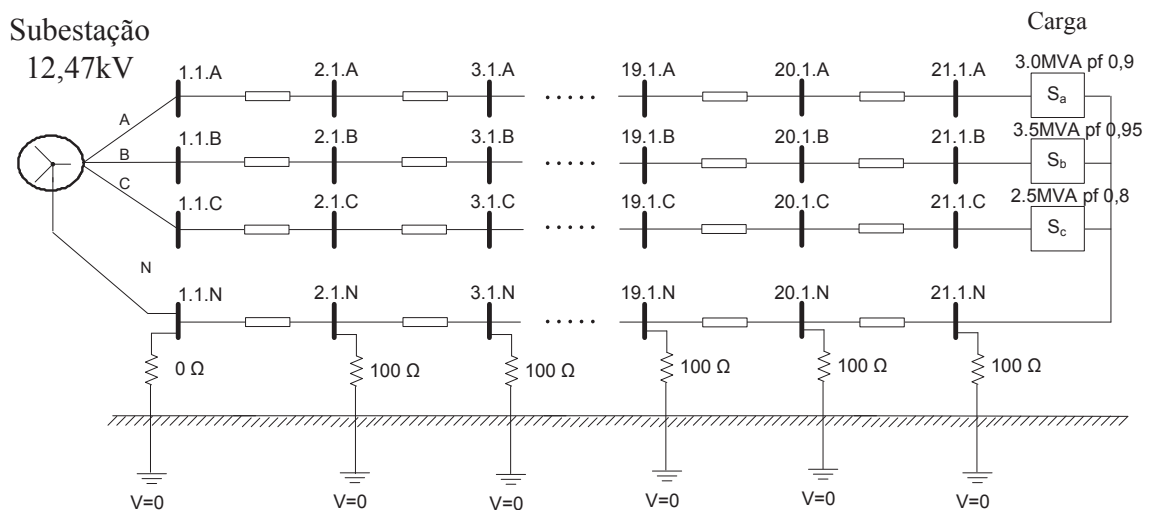


Figura 3.16 - Sistema NEV tradicional

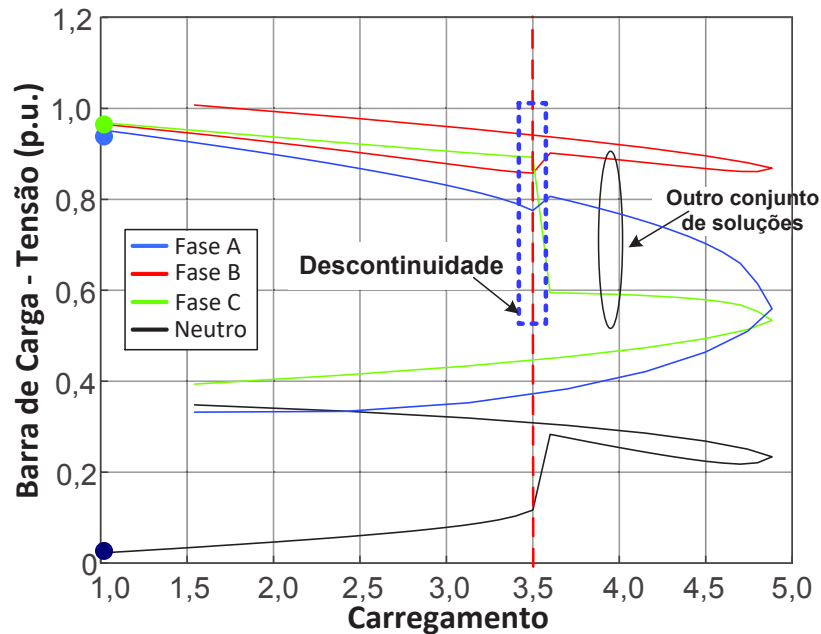


Figura 3.17 - Exemplo de descontinuidade para sistema NEV

Na Figura 3.17 o algoritmo do FPCM estava calculando a parte estável da curva utilizando a continuação por carregamento quando ocorreu uma mudança no comportamento das curvas PV, o que configurou uma descontinuidade, marcada pelo trecho destacado pelas linhas pontilhadas. Essa mudança brusca no perfil das curvas fez com que o algoritmo continuasse o processo de solução através de um novo conjunto de soluções. A descontinuidade pode não ser percebida caso as curvas não sejam analisadas em conjunto, o que pode ser justificado, por exemplo, pela análise individual do comportamento da fase C.

Ou seja, a partir da descontinuidade na Figura 3.17 é possível inferir que partes de duas soluções diferentes foram unidas pela descontinuidade das curvas. Logo, foi feita uma modificação no FPCM para plotar cada uma das soluções individualmente, utilizando a tensão como parâmetro de continuação, de acordo com o estabelecido em (A.23). Além disso, a tensão imediatamente após o ponto de descontinuidade foi utilizada como novo ponto inicial para a geração do conjunto de curvas e o resultado pode ser visto na Figura 3.18, onde a tensão na fase A foi utilizada como parâmetro de continuação.

Os resultados obtidos em termos das correntes estão apresentados na Figura 3.18 (b), onde é possível verificar que o conjunto de soluções C2 apresenta um PMC maior, mas que as curvas são completamente instáveis, o que pode ser observado pelo comportamento da corrente especialmente na fase C, uma vez que os altos valores para a magnitude da corrente iriam acionar dispositivos de proteção do sistema.

Foi verificado durante os testes executados que a ocorrência de descontinuidades não é algo incomum. Usualmente ocorre quando o processo de resolução está próximo do PMC, pois é uma região de convergência mais difícil e uma descontinuidade pode ocorrer quando outro conjunto de soluções possui valores de convergência próximos da solução que está sendo calculada. Ao mesmo tempo, o segundo conjunto de curvas normalmente não está próximo do PMC, logo, um incremento de carga maior que o PMC atual pode criar uma descontinuidade nas curvas PVs, caso haja um outro conjunto de soluções nas proximidades.

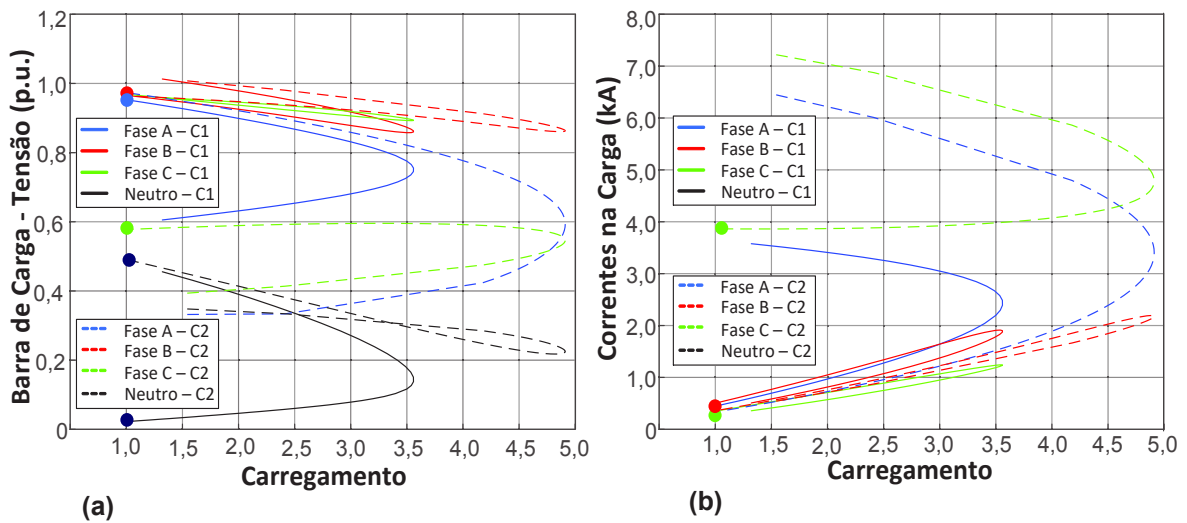


Figura 3.18 - Descontinuidade para sistema NEV tradicional, separada em múltiplas soluções

Na Figura 3.19 nota-se uma grande descontinuidade das curvas em uma análise do sistema de duas barras exposto na Figura 2.1. Neste caso, o algoritmo FPCM estava calculado a parte instável do caso A2 (carga desequilibrada e linha equilibrada) utilizando a tensão do nó da fase C da carga como parâmetro de continuação. Neste caso, conforme apresentado na Figura 3.1, o valor mínimo da tensão da fase C é aproximadamente 0,39 pu (indicado na Figura 3.19 como tensão mínima em V_c). Neste ponto, a condição de continuação era uma tensão menor que a tensão mínima das soluções S1 e S2, surpreendentemente, o algoritmo não divergiu quando a tensão na fase C foi especificada em um valor menor que 0,39 pu e foi encontrado um outro ponto de funcionamento, muito distante do ponto atual, criando uma descontinuidade, mas o processo de resolução continuou na sequência.

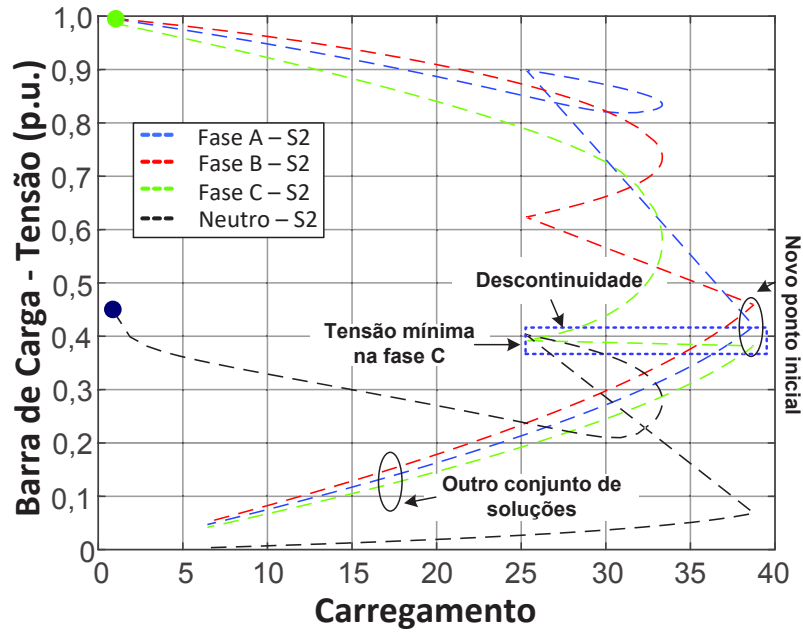


Figura 3.19 - Exemplo de descontinuidade para sistema 2 barras

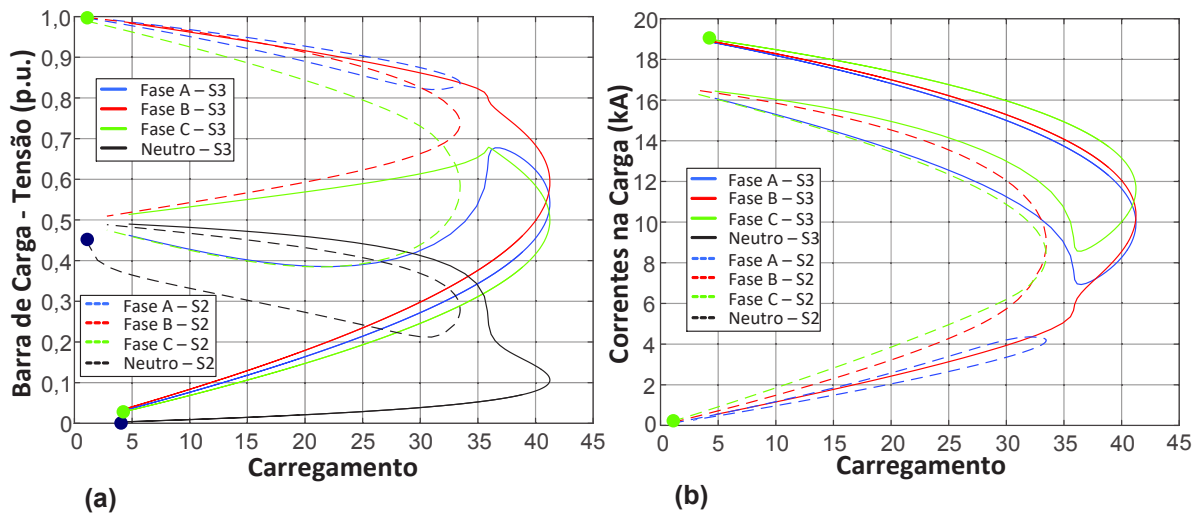


Figura 3.20 - Resultados para avaliação de múltiplas soluções em descontinuidade de sistema 2 barras

Fazendo uma inspeção visual notou-se a possibilidade da existência de um novo conjunto de soluções. Para traçar as curvas deste novo conjunto de soluções, foi utilizada a região marcada como “novo ponto inicial” como a solução inicial do FPCM, tendo sido utilizada apenas a fase B como parâmetro de continuação para a plotagem total da curva, denominada S3. Os resultados são apresentados na Figura 3.20, neste caso o fator multiplicativo máximo da carga foi de 41,24 e, da mesma forma que para o caso das descontinuidades no sistema NEV, foi observado através da Figura 3.20 (b) que as correntes nas fases B e C são

muito altas, assemelhando-se aos valores de corrente de defeito, de onde se pôde concluir que o conjunto de soluções S3 é totalmente inviável.

Esse é um comportamento perigoso, uma vez que pode sugerir um falso ponto de máximo carregamento na análise multifásica do sistema. Portanto, deve-se ter especial atenção ao calcular o PMC de sistemas trifásicos aterrados por impedâncias, pois apesar dos vários PMCs possíveis, podem ser encontrados falsos PMC com valores muito mais elevados que PMCs factíveis.

4. Método para Carregamento Individualizado por Áreas

4.1. Introdução

Neste capítulo será apresentado um método para a análise da segurança de tensão em sistemas elétricos nos quais o carregamento é feito de forma distinta entre áreas específicas da rede, ou seja, onde o incremento de carga na rede não é feito de maneira convencional, contemplando um mesmo fator de carregamento para o sistema inteiro. Esse tipo de comportamento, de certa forma, reflete a condição real para as redes de distribuição, considerando que a expansão do sistema nem sempre ocorre de maneira em que as cargas sejam divididas de forma exatamente igual entre as fases e nem mesmo as cargas já existentes em cada nó da rede variam na mesma proporção. Exemplos dessas questões podem ser observados no caso da adição de ramais monofásicos ou bifásicos, devido a inserção, por exemplo, de uma área rural no sistema; a criação de um novo condomínio; ou a adição de carga pelo aumento dos equipamentos elétricos de uma indústria específica. Esses aspectos precisam ser levados em consideração nas análises de segurança de tensão em sistemas elétricos de distribuição.

Tanto os modelos clássicos de resolução para a análise da segurança de tensão, como Ajarapu e Christy (1992), quanto as referências mais atuais já discutidas ao longo deste trabalho, como Araujo, *et al.* (2015) por exemplo, consideram a montagem da curva PV de um sistema elétrico por meio de um incremento de carga baseado num passo único para toda a carga do sistema a cada iteração da resolução do fluxo de potência continuado, seja no aspecto monofásico, trifásico, ou multifásico. Da situação real de aumento de carga diferenciado e desequilibrado na distribuição surge então a necessidade de possibilitar este tipo de verificação como ferramenta de análise da segurança de tensão, que é o objetivo do desenvolvimento do método proposto. Como não foi verificado nenhum trabalho na literatura relacionado a essa abordagem específica, se tornou interessante tratar desse assunto neste trabalho.

Existem diversos métodos baseados em rotinas de otimização clássica para maximizar o carregamento do sistemas elétricos (SOTO, ALVES e OLIVEIRA, 2015), alguns métodos operam alocando cargas nos nós enquanto outros operam fazendo um corte de carga no sistema. O método proposto nesta seção tem objetivo distinto dos métodos que procuram o

carregamento máximo do sistema. A finalidade do método proposto neste capítulo é considerar, por exemplo, os valores anuais de crescimento de carga, que são muitas vezes distintos em diversas áreas dos alimentadores, para analisar o comportamento da curva PV durante os anos e verificar o tempo para atingir o carregamento máximo, que é distinto do carregamento máximo calculado por rotinas de otimização tradicionais.

Desta forma, neste capítulo será possível avaliar o impacto de um aumento de carga diferenciado entre determinados pontos da rede elétrica em termos da segurança de tensão de uma forma mais ampla do que as referências atuais sobre o assunto.

4.2. Método de Solução

A divisão de um sistema elétrico entre áreas para carregamento distinto pode ser realizada de diversas formas, seja por uma divisão entre barras, considerando por exemplo uma divisão geográfica entre determinados trechos do sistema, agrupando em áreas específicas as barras mais próximas, ou mesmo separando as barras que possuem tipos de cargas específicos ou níveis maiores ou menores de tensão ou de potência. Outra forma de agrupar em áreas um sistema elétrico sob estudo seria subdividir em grupos nós específicos, de modo que seja possível realizar uma análise multifásica do sistema, por exemplo, dividindo cada fase do sistema em uma área particular; ou formando grupos específicos entre nós aterrados e não aterrados etc. Uma das muitas possibilidades que podem ser utilizadas nesse sentido está ilustrada no sistema IEEE 14 (IEEE, 2015) da Figura 4.1.

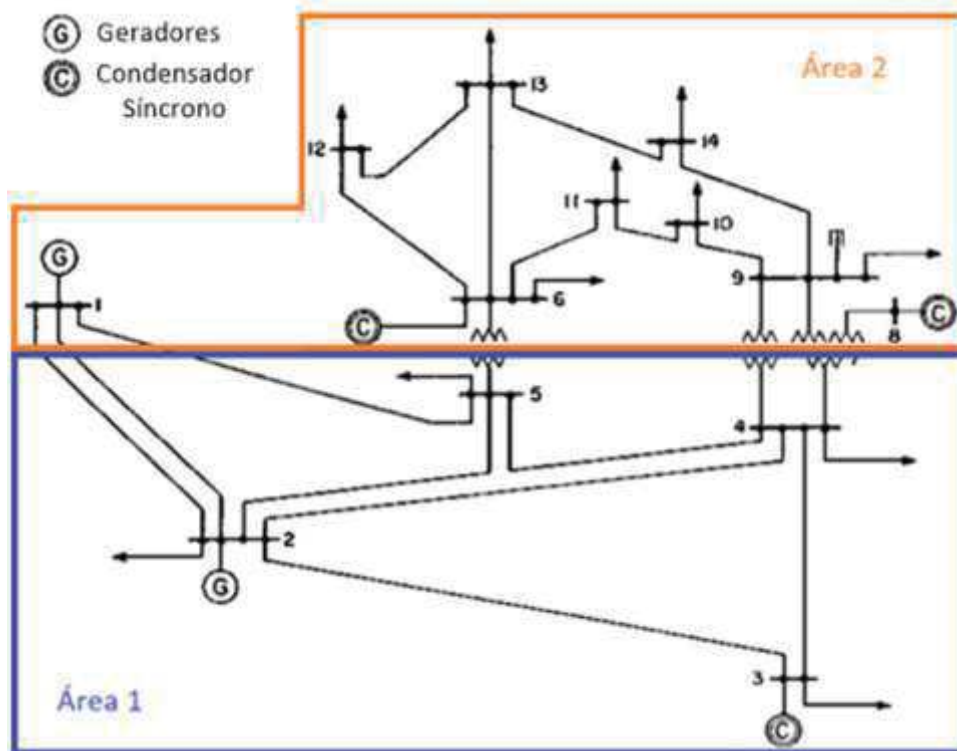


Figura 4.1 - Exemplo de divisão de sistema por áreas, considerando critério geográfico e de nível de tensão

Uma vez escolhida e executada a maneira para dividir as áreas do sistema sob estudo, é necessário estabelecer qual o incremento de carga específico a ser utilizado por cada área previamente definida ($\Delta\gamma$). Este incremento será a variação no carregamento utilizada individualmente por área para cada iteração do processo de solução e é fator determinante para a convergência do método, uma vez que passos muito grandes tendem a atingir o limite de carregamento mais cedo do que passos menores. Além disso, caso existam regiões definidas com um volume de carga muito grande, o incremento escolhido pode reduzir a quantidade máxima de carga que pode ser alocada no sistema.

Um ponto importante a ser comentado é que esta metodologia de carregamento distinto entre áreas implica somente na utilização dos fatores de carregamento γ como parâmetro de continuação do FPCM. Ou seja, a tensão não é elemento utilizado como parâmetro de continuação em nenhum momento, pois o maior interesse é a parte estável da curva. Outro ponto consiste que a continuação de tensão não permite definir facilmente o carregamento em cada área, sendo necessária uma equação de tensão para cada área do sistema. Deste modo somente será feita a análise da parte estável da curva PV, contemplando a margem de carregamento do sistema para as condições iniciais estabelecidas.

As equações fundamentais para a execução da modelagem aqui proposta estão descritas em (4.1), (4.2) e (4.3) e basicamente se inserem no procedimento de resolução para o FPCM exposto no Anexo A. Pode-se observar que as equações se assemelham às equações originais do FPCM apresentadas em (A.15), (A.16) e (A.22), com a ressalva de que cada parâmetro de continuação é especificamente relacionado a um nó da rede. Ou seja, nesse processo de resolução do FPCM, cada nó pode estar associado a um carregamento diferente, porém, a ideia é que o carregamento do sistema seja realizado através de áreas específicas, sendo que para cada uma dessas áreas será atribuído um passo de carregamento diferente e esses passos serão os mesmos para cada nó que esteja inserido numa mesma área.

$$\Delta I_{r_k}^s = \frac{[P_{G,k}^s - P_{L,k}^s(1 + \gamma_k^s)]V_{r,k}^s + [Q_{G,k}^s - Q_{L,k}^s(1 + \gamma_k^s)]V_{m,k}^s}{(V_{r,k}^s)^2 + (V_{m,k}^s)^2} \quad (4.1)$$

$$\Delta I_{m_k}^s = \frac{[P_{G,k}^s - P_{L,k}^s(1 + \gamma_k^s)]V_{m,k}^s - j[Q_{G,k}^s - Q_{L,k}^s(1 + \gamma_k^s)]V_{r,k}^s}{(V_{r,k}^s)^2 + (V_{m,k}^s)^2} \quad (4.2)$$

$$\gamma_k^{s(h+1)} = \gamma_k^{s(h)} + \Delta \gamma_k^{s(h)} \quad (4.3)$$

O fluxograma da Figura 4.2 apresenta os principais passos para a execução do FPCM utilizando a metodologia de carregamento individualizado por áreas, conforme se segue:

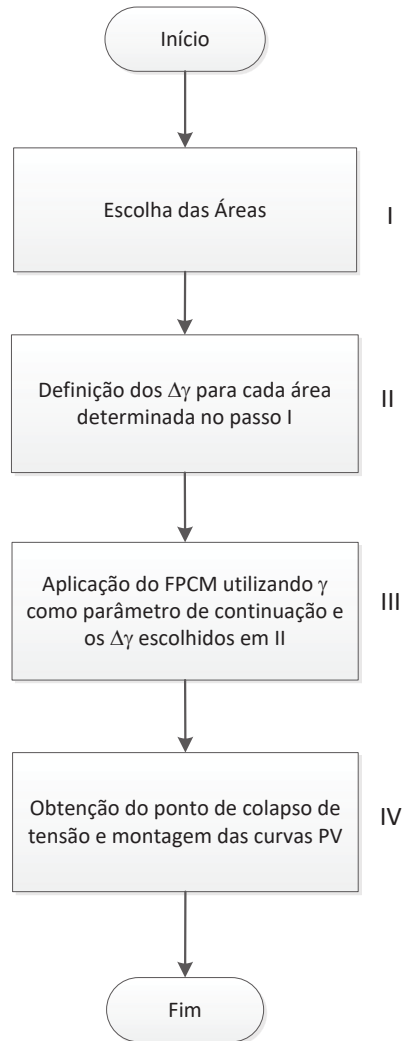


Figura 4.2 - Fluxograma para metodologia de carregamento individual por áreas

- I. Agrupar as partes do sistema em áreas específicas que têm aspectos em comum de acordo com a análise que se pretende realizar em termos da segurança de tensão do sistema.
- II. Definir quais os incrementos de carga que serão utilizados para cada uma das áreas especificadas no passo I. Os incrementos relacionados a cada área terão impacto direto na curva PV e na convergência do processo, sendo necessário o cuidado devido, uma vez que áreas inicialmente mais carregadas, ou com nível de tensão mais baixo em relação as demais podem receber um volume muito grande de carga a cada iteração e prejudicar a obtenção de um maior PMC no processo;

- III. Utilizar os dados determinados nos passos I e II para a aplicação do FPCM utilizando o carregamento γ como parâmetro de continuação. Ou seja, nesse ponto, será aplicado o FPCM com um passo de carregamento definido para cada uma das áreas escolhidas;
- IV. Obtenção do ponto de colapso de tensão, dado pelo último ponto da margem de carregamento e montagem da parte real da curva PV. Utilizando este método, após a montagem da parte estável da curva PV de barras selecionadas de cada área, será possível verificar os resultados em comparação com as curvas geradas pelo modo de carregamento tradicional, em termos do PMC e dos níveis de tensão obtidos, e avaliar qual poderia ser um modo mais crítico de aumento de carga para o sistema, por exemplo.

4.3. Aplicações nos sistemas IEEE

4.3.1. IEEE 4

O sistema IEEE 4 (IEEE, 2015) foi escolhido para a aplicação da metodologia de carregamento individualizado por áreas, por ser um sistema simples e o método poderá ser explicado de maneira didática. Como esse mesmo sistema já foi trabalhado no capítulo 2, serão feitas comparações com os resultados anteriormente obtidos em termos do seu carregamento tradicional. Para esta análise, foi utilizada a configuração do transformador abaixador conectado em Y-Y e a carga desequilibrada do tipo potência constante, conectada em estrela.

- **Primeiro passo - Escolha das áreas:** Como o sistema possui carga conectada a apenas uma barra (#4), a divisão entre as áreas será feita por meio das fases do sistema, ou seja, cada fase será considerada como uma área para a metodologia, conforme descrito na Tabela 4.1.

- **Segundo passo - Escolha dos passos de carregamento:** Ainda na Tabela 4.1, é possível observar os casos que serão tratados, cada um contendo uma configuração diferente para o incremento de cargas em cada uma das áreas estabelecidas. Os passos de carregamento foram definidos de modo que cada área receba passos menores, intermediários e maiores, ou seja, os 6 casos de D1 a D6 contemplam cada uma dessas situações. O caso D0

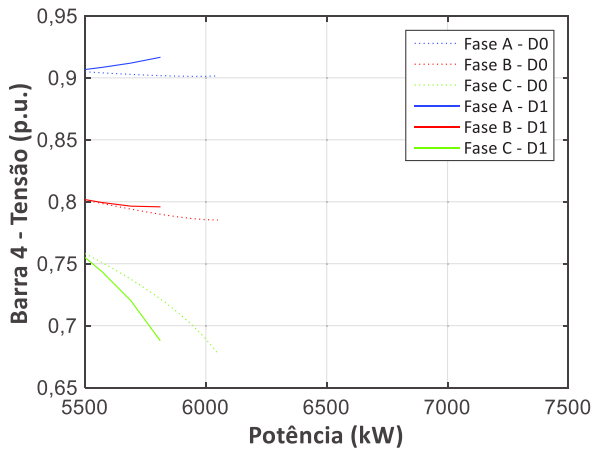
trata especificamente do carregamento tradicional, considerando o mesmo passo para o carregamento entre todas as áreas e este caso específico será comparado individualmente a todos os demais, no intuito de avaliar as alterações obtidas em cada situação proposta, conforme apresentado na Figura 4.3.

Tabela 4.1 - Configurações iniciais para aplicação do método proposto no sistema IEEE 4

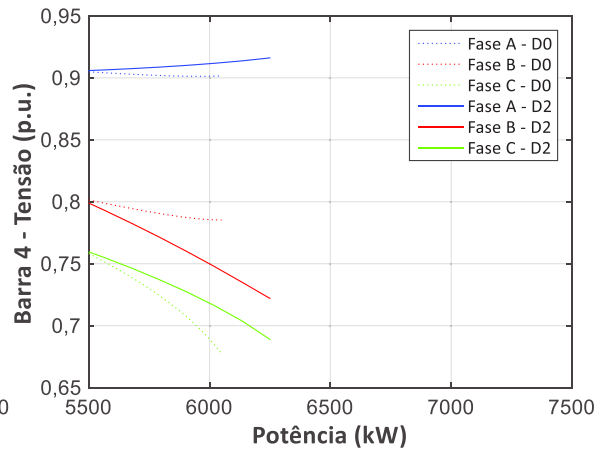
Área	Conteúdo	Carga Total Inicial (kW)	$\Delta\gamma$ Por Caso						
			D0	D1	D2	D3	D4	D5	D6
A1	Fase A	1275	1%	1%	1%	2%	2%	3%	3%
A2	Fase B	1800	1%	2%	3%	1%	3%	1%	2%
A3	Fase C	2375	1%	3%	2%	3%	1%	2%	1%

- **Terceiro passo - Aplicação do FPCM com passos distintos:** Após a definição dos passos de carregamento a serem utilizados para cada uma das áreas previamente escolhidas, a próxima etapa consiste na aplicação do FPCM para a obtenção do ponto de colapso de tensão do sistema para cada um dos sete casos estipulados, entre D0 e D6.

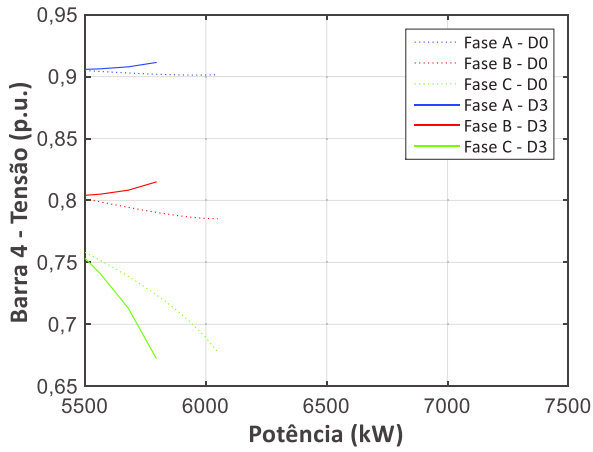
- **Quarto passo – Construção e análise das curvas PV:** A Figura 4.3 de (a) a (f) exibe os gráficos referentes às curvas PVs para a barra de carga #4 nos casos de D1 a D6, respectivamente, sendo que o caso base D0 está presente em todos os gráficos, para que possa ser feita uma comparação de cada caso sob estudo em relação ao carregamento tradicional, ou seja, situação em que o sistema inteiro é carregado com o mesmo passo. A Tabela 4.2 apresenta um resumo com os PMCs obtidos para cada caso.



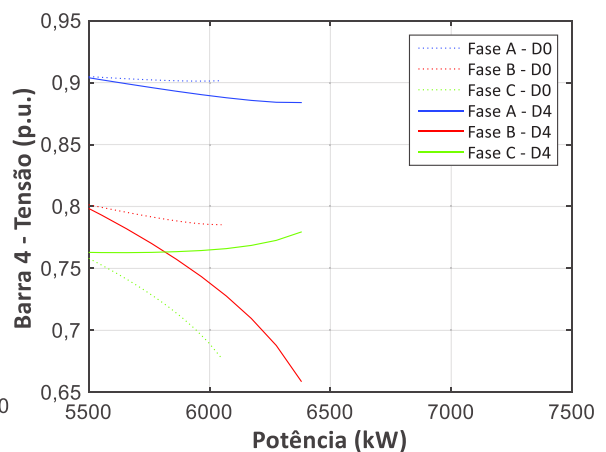
(a) Comparação entre D0 e D1



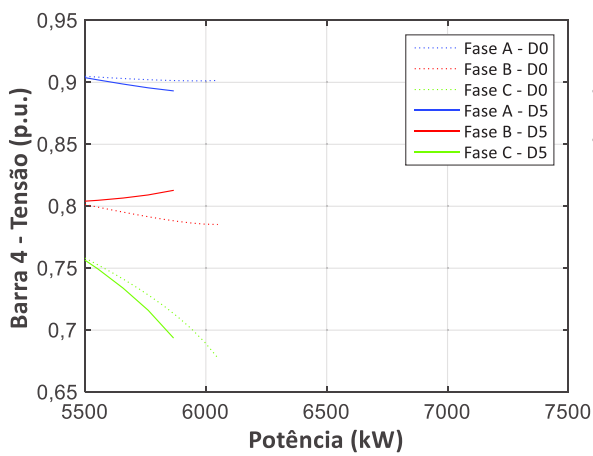
(b) Comparação entre D0 e D2



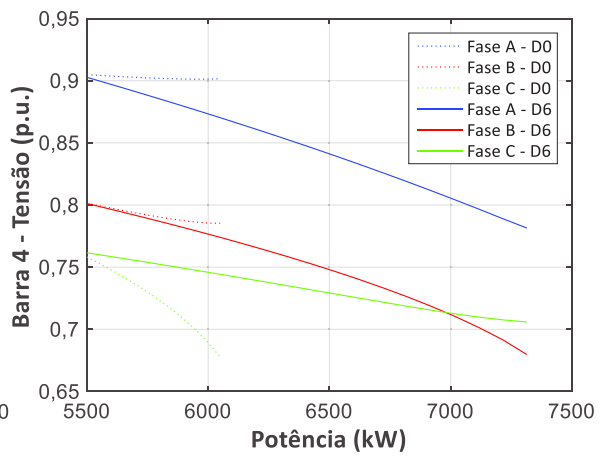
(c) Comparação entre D0 e D3



(d) Comparação entre D0 e D4



(e) Comparação entre D0 e D5



(f) Comparação entre D0 e D6

Figura 4.3 - Curvas PV para os casos D1 a D6, comparados individualmente com D0.

Após a aplicação da metodologia proposta, é possível perceber por meio dos gráficos na Figura 4.3, que quando o FPCM é executado considerando carregamentos distintos para cada fase do sistema, há alterações significativas nos valores de tensão mínima em relação ao incremento de carga e na margem de carregamento do sistema calculado com carregamento original D0, representado por linhas pontilhadas nos gráficos de (a) a (f). Para o sistema sob estudo, pode-se visualizar que o PMC é maior quando a fase C (área A3) é calculada com $\Delta\gamma$ inferior, o que é indicado pelos gráficos (d) e (f) e que o PMC é substancialmente inferior ao caso D0, quando a mesma fase C indica um $\Delta\gamma$ superior, conforme demonstrado pelos gráficos (a) e (c).

Na Tabela 4.2 há um levantamento dos PMCs obtidos para cada caso na linha γ_{max} e na linha $\Delta\gamma_{max}$ é apresentada qual a variação percentual em relação ao PMC do caso base D0. Com base nesses dados, é possível afirmar que D2, D4 e D6 apresentaram margem de carregamento superior a D0, com destaque para D6 especificamente, que apresentou ganho substancial de mais de 20% em relação ao PMC do caso base. Já D1, D3 e D5 tiveram margem de carregamento reduzida em relação a D0, sendo que D3 teve o menor PMC, com redução de mais de 4% em relação a D0.

Tabela 4.2 - Análise dos PMCs obtidos para IEEE 4

	Casos						
	D0	D1	D2	D3	D4	D5	D6
γ_{max}	6,0495	5,8100	6,2497	5,7942	6,3792	5,8650	7,3120
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
$\Delta\gamma_{max}\%$	-	-3,96%	+3,31%	-4,22%	+5,45%	-3,05%	+20,87%

Ou seja, com o sistema dividido em áreas que permitem um carregamento diferenciado por região, é possível observar um comportamento significativamente diferente na margem de carregamento, em relação ao método de carregamento original. Para este sistema especificamente, a área A3 tem maior relevância na obtenção do PMC, o que pode ser explicado pelo fato de que para o sistema original a fase C é aquela que possui maior carga instalada inicialmente, além de ser também a fase crítica, conforme apresentado pelo FST calculado no

capítulo 2 para este mesmo sistema, cujos valores estão expostos no caso B.2.3 na Tabela 2.7, que é o maior FST entre as três fases.

A Tabela 4.3 apresenta o FST para os casos entre D1 e D6 onde é possível observar, para a maioria dos casos, que no PMC a fase crítica permanece sendo a fase C, correspondente à área A3. Apenas nos casos D4 (d) e D6 (f) da Figura 4.3, a fase B, correspondente à área A2 passou a ser a mais crítica e, não por acaso, foram as situações em que a área A1 foi menos carregada (fase C, que até então era a fase crítica do sistema). Isso permite concluir que é possível alterar a região do sistema que é a mais suscetível a um colapso de tensão apenas variando o carregamento do sistema de modo que aquela região receba menos carga em relação às demais. Essa é uma informação que pode ser valiosa para a previsão de acréscimo de carga em uma rede elétrica, não só quanto a possibilidade de alteração da região crítica para um colapso de tensão, mas também para uma possibilidade de acréscimo da margem de carregamento do sistema, o que também pôde ser observado na comparação de D0 com D4 (d) e D6 (f).

Tabela 4.3 - FSTs para casos de D1 a D6

Caso – Área	FST
(D1) – A1	118,20.10 ⁻⁶
(D1) – A2	13,09.10 ⁻⁶
(D1) – A3	816,87.10 ⁻⁶
(D2) – A1	30,91.10 ⁻⁶
(D2) – A2	168,21.10 ⁻⁶
(D2) – A3	192,26.10 ⁻⁶
(D3) – A1	89,66.10 ⁻⁶
(D3) – A2	169,88.10 ⁻⁶
(D3) – A3	1000,00.10 ⁻⁶
(D4) – A1	2,38.10 ⁻⁶
(D4) – A2	300,50.10 ⁻⁶
(D4) – A3	70,31.10 ⁻⁶
(D5) – A1	50,06.10 ⁻⁶
(D5) – A2	74,96.10 ⁻⁶
(D5) – A3	453,86.10 ⁻⁶
(D6) – A1	39,75.10 ⁻⁶
(D6) – A2	62,70.10 ⁻⁶
(D6) – A3	9,28.10 ⁻⁶

Outra observação pertinente em relação à Figura 4.3 é o fato de que ao modificar o método de carregamento entre as áreas, foi possível verificar que o sentido das curvas se alterou em relação ao caso base D0 em algumas situações, como pôde ser verificado em D2 (b), referente à fase B, e mais claramente em D4 (d) e D6 (f), onde as três fases mudam o sentido original das curvas PVs. Ou seja, as fases A e B passam a ter suas curvas PVs se desenvolvendo no sentido horário e a fase C para o sentido anti-horário, para a região estável. Esse ponto é especialmente importante, pois atesta que a análise da parte estável das curvas PVs é dependente do método de carregamento utilizado e que um mesmo sistema pode apresentar curvas PVs para uma mesma fase a depender da estratégia de carregamento do sistema, em sentidos diferentes e que ainda assim continua sendo uma análise da parte estável da curva.

Mas, ainda assim, para todos os seis casos analisados, além do caso base D0, a teoria observada no capítulo 2 a respeito de que quando a carga de um sistema está conectada em estrela, duas de suas fases se desenvolvem em um mesmo sentido, enquanto a terceira fase evolui no sentido oposto foi observada. Essa questão foi examinada também em ZHANG, JU e HANDSCHIN (2005), porém, sem a definição de que tal comportamento não se aplicava quando as cargas estão conectadas em delta, conforme foi exposto anteriormente no capítulo 2 deste trabalho.

4.3.2. IEEE 37

A metodologia de carregamento individualizado por áreas também foi aplicada no sistema IEEE 37 (IEEE, 2015), que apresenta todas as suas cargas conectadas em delta, porém, com vários ramais monofásicos e bifásicos. Esse tipo de característica foi levado em consideração para a escolha da divisão da rede entre áreas, de acordo com o ilustrado na Figura 4.4 e detalhado na Tabela 4.4. Inicialmente, no caso E1, optou-se por fazer um carregamento mais incisivo nas barras trifásicas, médio nas barras bifásicas e menor nas barras monofásicas, que é a categoria da maioria das barras do sistema. Já no caso E2 essa proporção foi invertida e em E3 foi feita a opção de utilizar um carregamento com passo reduzido na área correspondente às cargas monofásicas, conforme pode ser verificado na Tabela 4.4.

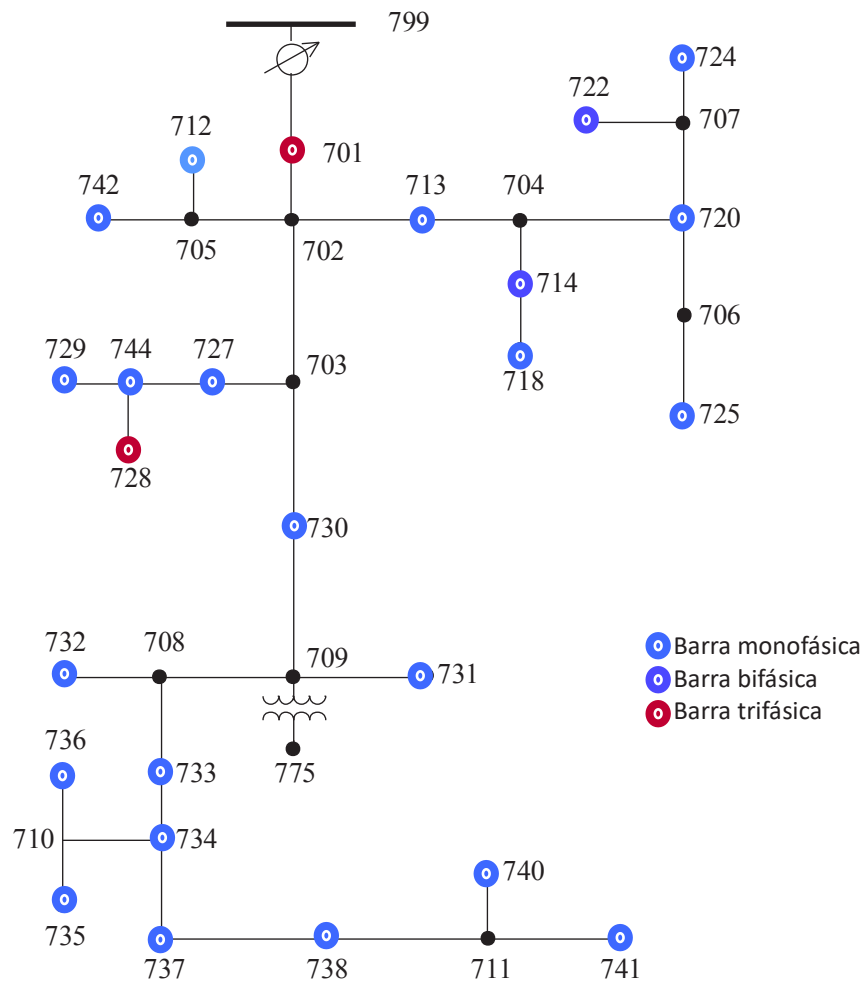


Figura 4.4 – Sistema IEEE 37 subdividido em áreas

Tabela 4.4 – Subdivisão por número de fases por barra para o sistema IEEE 37

Área	Conteúdo	Carga Total Inicial	$\Delta\gamma$ Por Caso			
			E0	E1	E2	E3
AM	Barras Monofásicas: 712; 713; 720; 724; 725; 727; 729; 730; 731; 732; 733; 734; 735; 736; 737; 738; 740; 741; 742 e 744	1,502 MW	1%	1%	4%	2%
AB	Barras Bifásicas: 714 e 722	0,199 MW	1%	2%	1%	4%
AT	Barras Trifásicas: 701 e 728	0,756 MW	1%	4%	2%	1%

A Figura 4.5 apresenta em (a) uma comparação entre a evolução do carregamento para as três fases da barra 728, considerando a resolução do sistema no caso base E0, com o mesmo passo de carregamento entre as três áreas pré-definidas na Tabela 4.4, e o caso E1. Em (b) o gráfico apresentado em (a) é ampliado, de modo que seja possível visualizar com maior detalhe o ponto de colapso de tensão do sistema. Nesta comparação, é possível verificar que o carregamento diferenciado por áreas demonstra um perfil similar, porém diferente entre E0 e E1, considerando que as curvas PVs apresentam valores reduzidos para E1, mas com PMC bem parecido. Ou seja, a queda de tensão promovida por um maior carregamento na área AT não resultou numa alteração significativa da margem de carregamento, mas percebe-se que é possível carregar a rede de forma distinta sem necessariamente provocar uma instabilidade.

Esta mesma conclusão pode ser verificada quando é feita a análise gráfica de uma barra bifásica 722, pertencente a área AB, conforme pode ser observado na Figura 4.6 (a) e (b). Quando se observa a Figura 4.7 (a) e (b), que ilustra o comportamento para a barra monofásica 741, é possível, mais uma vez, chegar as mesmas conclusões. Ou seja, independentemente do ponto do sistema, as características observadas para o carregamento distinto entre áreas no caso E1 é o mesmo.

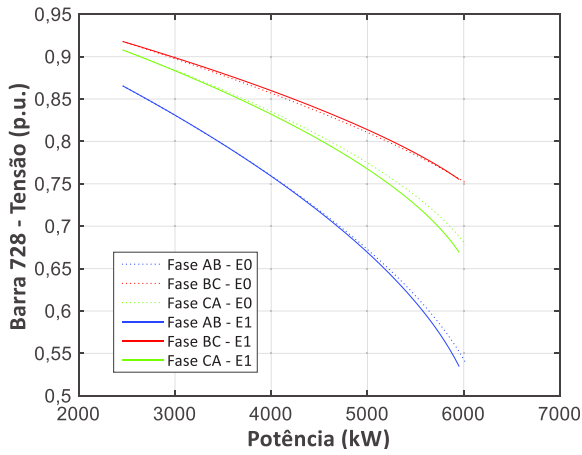
Quando se analisa a Figura 4.5 (c), relativa a comparação do caso E2 com o caso base E0 para a mesma barra 728, percebe-se que o nível de tensão é inferior para o caso E2 nas fases AB e CA ao longo do carregamento das curvas PV, mas ligeiramente superior para a fase BC. Assim como na comparação anterior entre E0 e E1, a margem de carregamento de E2 é também inferior àquela obtida em E0. O mesmo comportamento foi observado para da barra monofásica 741, ilustrado pela Figura 4.7 (c) e (d). Na análise da Figura 4.6 (c) e (d), referente a barra bifásica 722 percebe-se que o nível de tensão para o caso E2 dessa vez foi superior ao caso base, o que pode ser justificado pelo fato dessas barras terem recebido o menor carregamento e responderem pela área com menor carga inicialmente instalada no sistema.

Na comparação anterior, entre E0 e E1, E1 não teve tensão superior a E0 na avaliação da barra 741, apesar de receber passo de carregamento inferior a todas as demais áreas, o que pode ser justificado pelo fato de que a área AM já possuía a maior carga instalada inicialmente no sistema e a variação entre os passos das áreas não foi suficiente para promover nível de tensão superior para o caso E1 nessa região. Retornando para análise do caso E2, apesar das variações no perfil das tensões entre as barras verificadas, novamente é possível afirmar

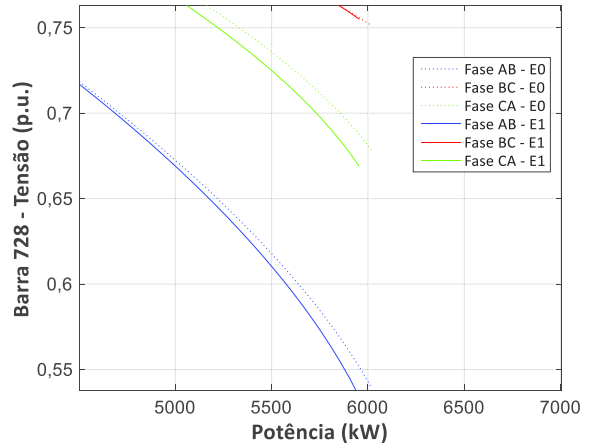
que o carregamento distinto entre as áreas não implicou numa instabilidade de tensão para o sistema.

Uma comparação entre o caso E3 e o caso base E0 para a barra trifásica 728 é feita na Figura 4.5 (e), com a ampliação do PMC demonstrada em (f). Nessa figura, percebe-se que a margem de carregamento alcançada para E3 supera aquela obtida em E0, além do fato do perfil de tensão de todas as fases de E3 ser superior às tensões apresentadas nas curvas correspondentes a E0. Para a barra bifásica 722, Figura 4.6 (e) e (f) o comportamento se repete em relação à questão do PMC, que é novamente superior para o caso E3, já quanto aos níveis de tensão, nessa barra as fases apresentaram perfis mais elevados para o caso E0. Quanto a barra monofásica 741, cujas curvas PVs podem ser observadas na Figura 4.7 (e) e (f), nota-se mais uma vez PMC superior para o caso E3 e perfil de tensão maior para esse mesmo caso, em relação a E0.

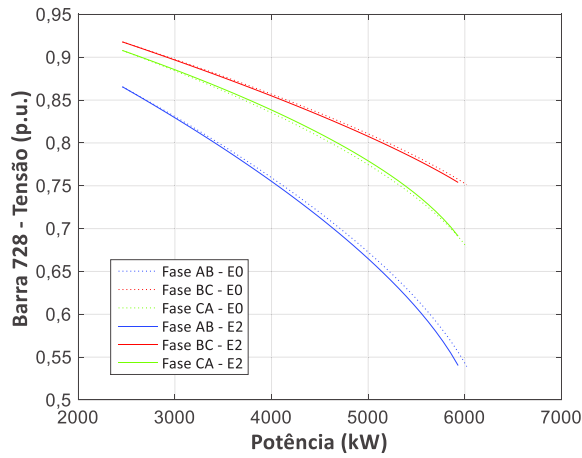
Ou seja, em resumo pode-se concluir através das análises das Figura 4.5, Figura 4.6 e Figura 4.7 (a), (b), (c), (d), (e) e (f), que apenas o caso E3 superou o PMC do caso base E0, sendo que o caso E1 apresentou PMC inferior a E0 e marginalmente superior a E2, que por sua vez exibiu a menor margem de carregamento entre os quatro casos analisados. Em termos da tendência do sentido das curvas PVs, para todos os casos se observou que o sentido se manteve como horário para todas as fases, o que corrobora a conclusão obtida no capítulo 2 quanto a questão dos sistemas com conexão em delta não demonstrarem alteração no sentido das curvas PVs, mesmo quando estão conectadas cargas trifásicas e desequilibradas a eles. Quanto aos níveis de tensão, foi notada uma variação a depender da análise específica da barra e do caso tratado.



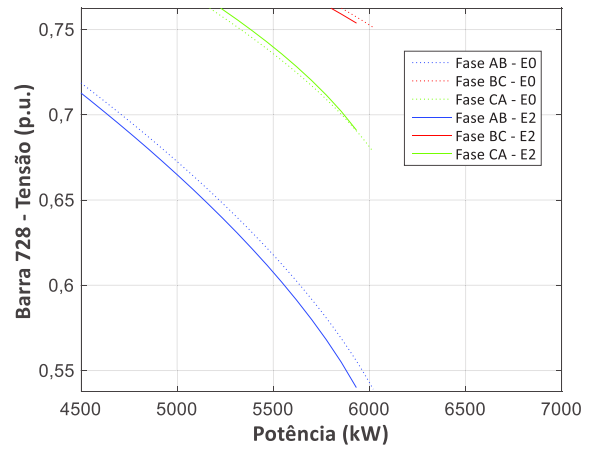
(a) Barra 728 - Comparação entre E0 e E1



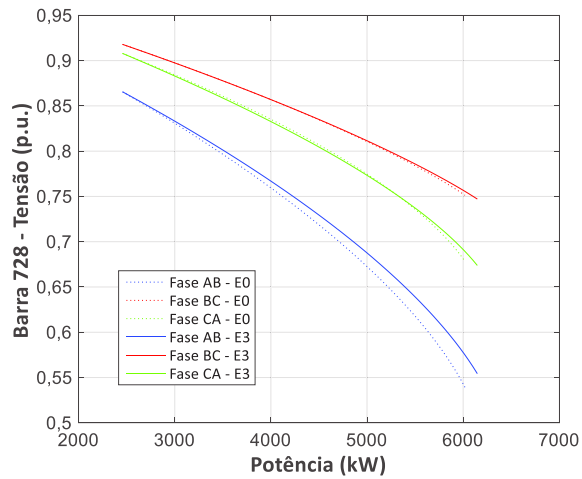
(b) Visão Ampliada de (a)



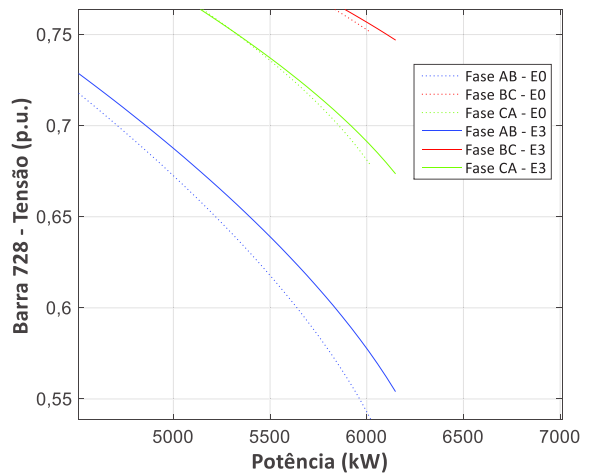
(c) Barra 728 - Comparação entre E0 e E2



(d) Visão Ampliada de (c)

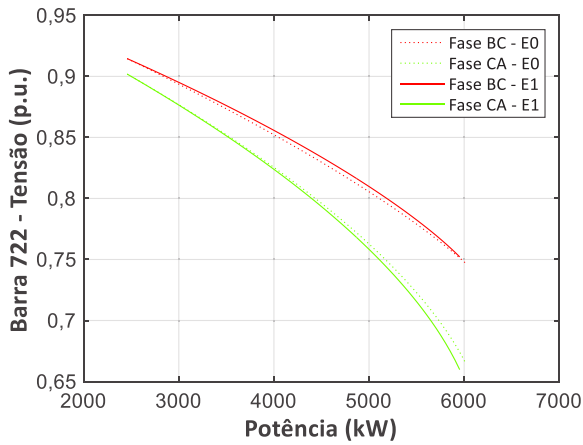


(e) Barra 728 - Comparação entre E0 e E3

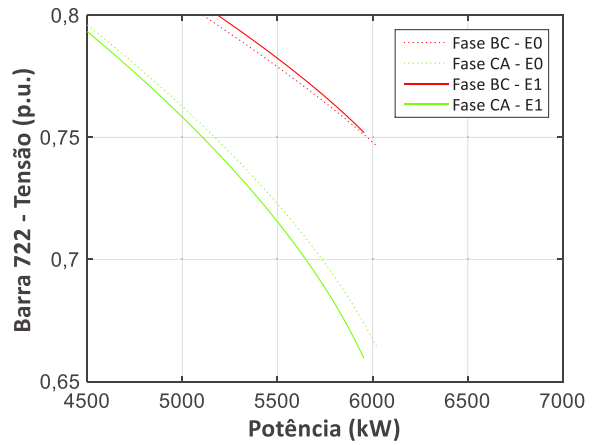


(f) Visão Ampliada de (e)

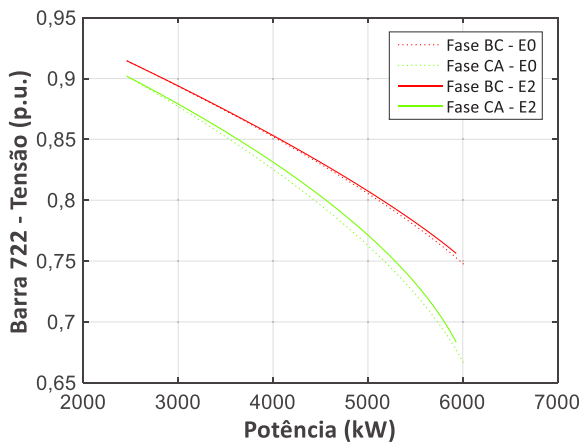
Figura 4.5 - Comparação entre os casos E0, E1, E2 e E3 para barra trifásica 728



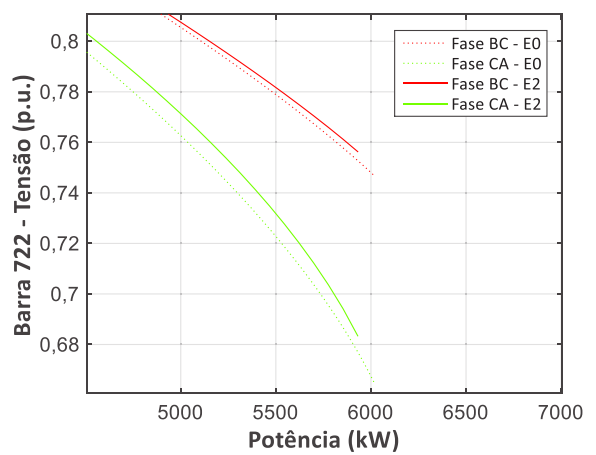
(a) Barra 722 - Comparação entre E0 e E1



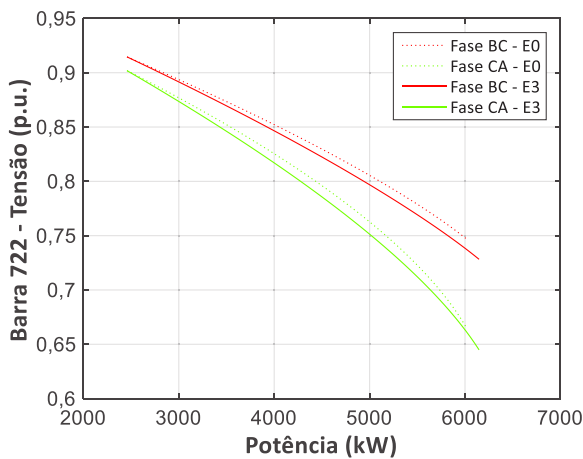
(b) Visão Ampliada de (a)



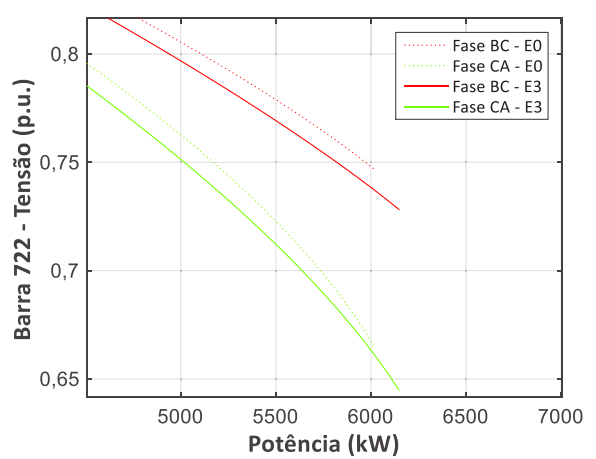
(c) Barra 722 - Comparação entre E0 e E2



(d) Visão Ampliada de (c)

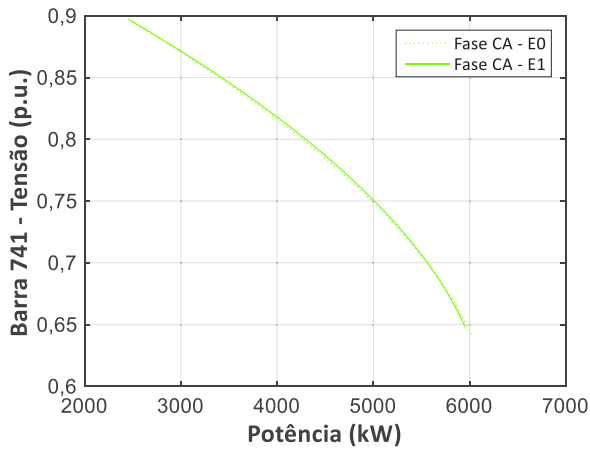


(e) Barra 722 - Comparação entre E0 e E3

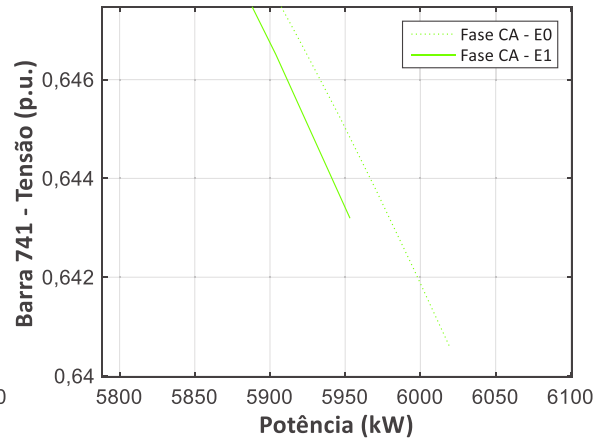


(f) Visão Ampliada de (e)

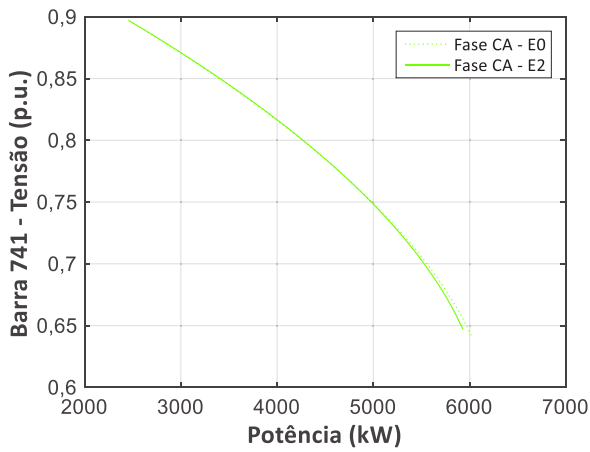
Figura 4.6 - Comparação entre os casos E0, E1, E2 e E3 para barra bifásica 722



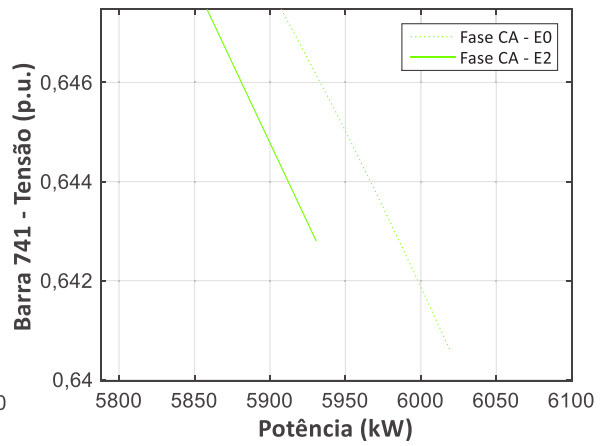
(a) Barra 741 - Comparação entre E0 e E1



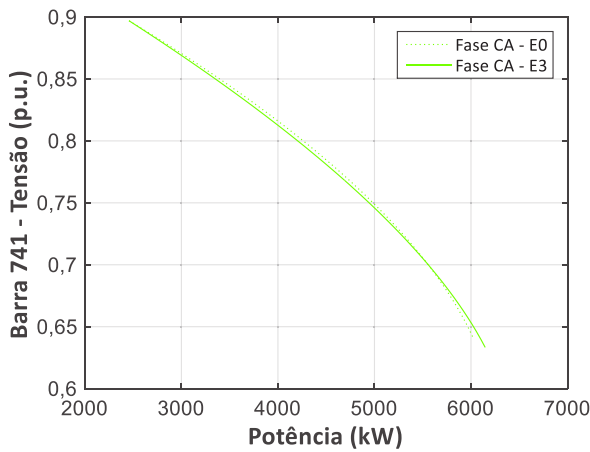
(b) Visão Ampliada de (a)



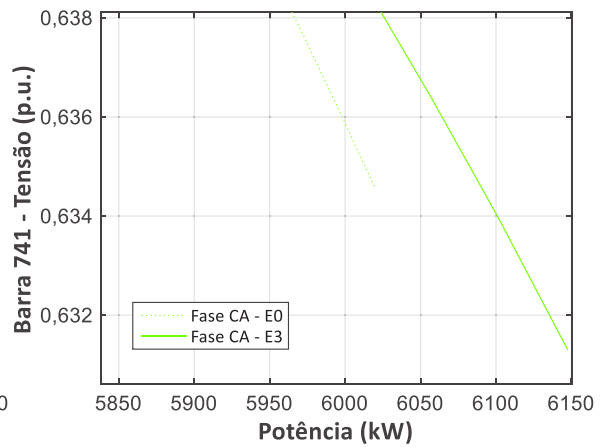
(c) Barra 741 - Comparação entre E0 e E2



(d) Visão Ampliada de (c)



(e) Barra 741 - Comparação entre E0 e E3



(f) Visão Ampliada de (e)

Figura 4.7 - Comparação entre E0, E1, E2 e E3 para barra monofásica 741

As análises feitas até aqui relacionadas ao ponto de máximo carregamento estão resumidas numericamente na Tabela 4.5, onde é possível verificar os valores dos PMCs encontrados para cada um dos casos estudados e também para o caso base E0. Pode-se perceber que apesar da pequena diferença entre o perfil das curvas PV das barras representantes das áreas escolhidas, ocorreu alteração na margem de carregamento do sistema, quando submetido a carregamentos diferenciados possibilitados pelo método aqui proposto.

Tabela 4.5 - Análise dos PMCs obtidos para IEEE 37 Áreas AM, AB e AT

	Casos			
	E0	E1	E2	E3
γ_{\max}	6,0197 MW	5,9530 MW	5,9664 MW	6,1474 MW
$\Delta\gamma_{\max}\%$	-	-1,11%	-0,88%	+2,12%

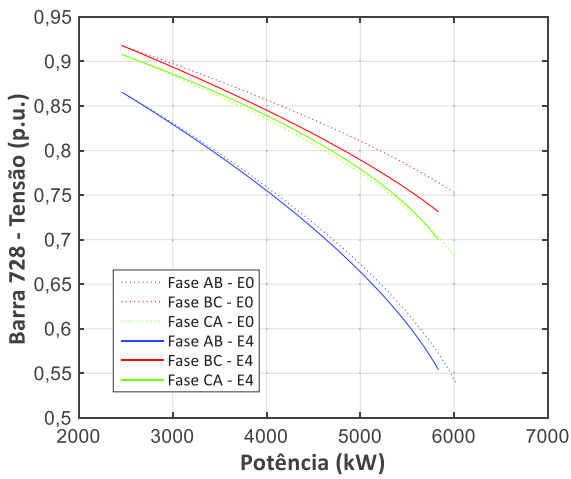
Conforme discutido na seção 5.2 deste capítulo, é possível utilizar a metodologia proposta em situações diversas dentro de um mesmo sistema elétrico, o que pode ser bastante interessante considerando que um mesmo sistema pode ser carregado de formas diferentes. Com base nessa questão, a Tabela 4.6 transcreve uma divisão do sistema IEEE 37 definido na Figura 4.4 em áreas seguindo um critério diferente daquele inicialmente estipulado na Tabela 4.4. Este novo critério da Tabela 4.6 foi baseado na distância entre as barras do sistema e foi priorizado inserir numa mesma área as barras mais próximas umas das outras.

Tabela 4.6 - Subdivisão pela distância entre as barras para o sistema IEEE 37

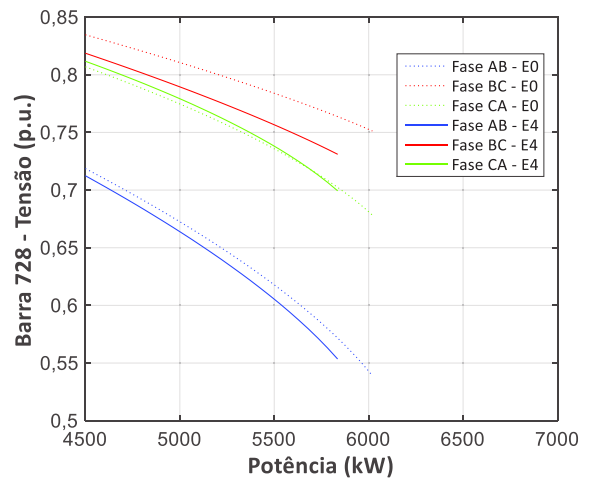
Área	Conteúdo	Carga Total Inicial	$\Delta\gamma$ Por Caso			
			E0	E4	E5	E6
Área Norte	701; 712; 713; 714; 720; 722; 724; 725 e 742	1,346 MW	1%	1%	4%	2%
Área Central	727; 728; 729; 730 e 744	0,337 MW	1%	2%	1%	4%
Área Sul	731; 732; 733; 734; 735; 736; 737; 738; 740 e 741	0,774 MW	1%	4%	2%	1%

De acordo com a definição das áreas para carregamento distinto definida na Tabela 4.6, foi feita a comparação entre as curvas PVs o caso E4 e o caso base E0 e os resultados referentes às barras 728 (área central), 722 (área norte) e 741 (área sul) podem ser visualizados nos gráficos (a) e (b) da Figura 4.8, da Figura 4.9 e da Figura 4.10 respectivamente, onde os gráficos (b) demonstram uma ampliação dos gráficos (a) na região próxima ao PMC. Para todas as barras, foi possível perceber que a margem de carregamento do sistema se reduziu em relação ao caso base, porém, o nível de tensão teve comportamento distinto para cada uma das barras verificadas.

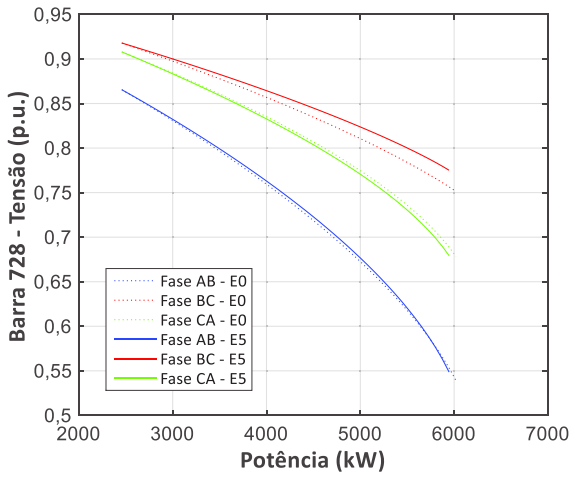
Quando a análise é feita para o caso E5 em comparação ao caso base E0, pode-se perceber pelos gráficos (c) e (d) da Figura 4.8, da Figura 4.9 e da Figura 4.10 que os níveis de tensão novamente apresentam comportamento diverso entre as fases para o caso das barras 728, 722 e 741. Em termos da margem de carregamento, o PMC do caso base E0 foi também superior em relação a E5 para todas as áreas analisadas. A comparação dos níveis de tensão entre os casos E6 e E0 pode ser feita por meio da Figura 4.8, da Figura 4.9 e da Figura 4.10 nos gráficos (e) e (f), onde pode ser visto um perfil de tensão das curvas PVs muito similar entre os dois casos apresentados. Já o ponto de máximo carregamento foi um pouco superior para o caso E6, o que difere da análise realizada para os dois casos anteriores (E4 e E5) em comparação a E0.



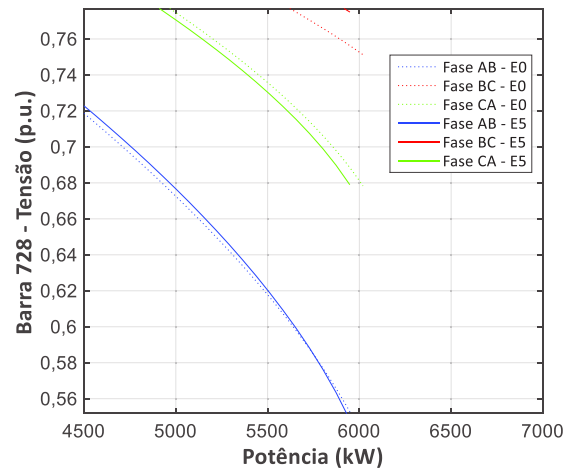
(a) Barra 728 - Comparação entre E0 e E4



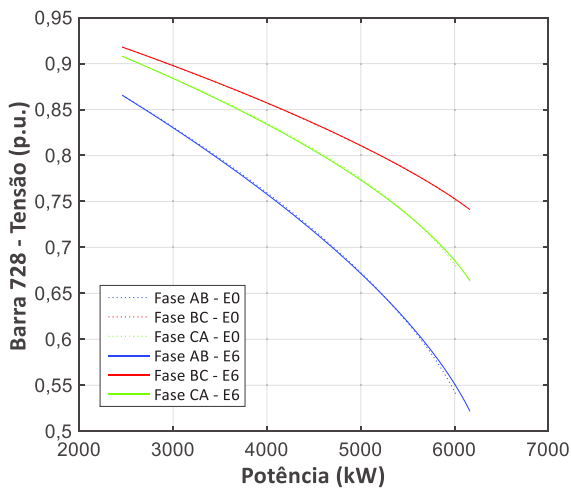
(b) Visão Ampliada de (a)



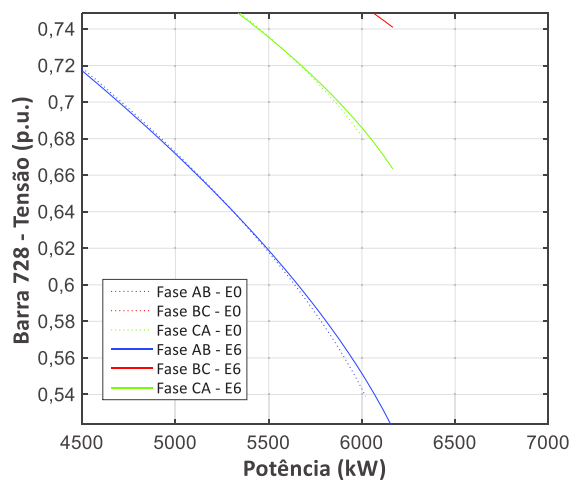
(c) Barra 728 - Comparação entre E0 e E5



(d) Visão Ampliada de (c)

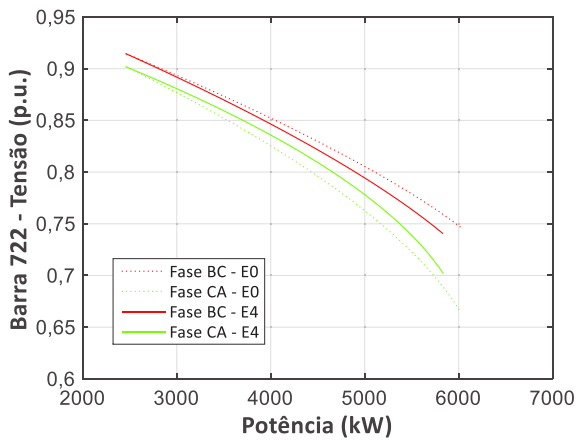


(e) Barra 728 - Comparação entre E0 e E6

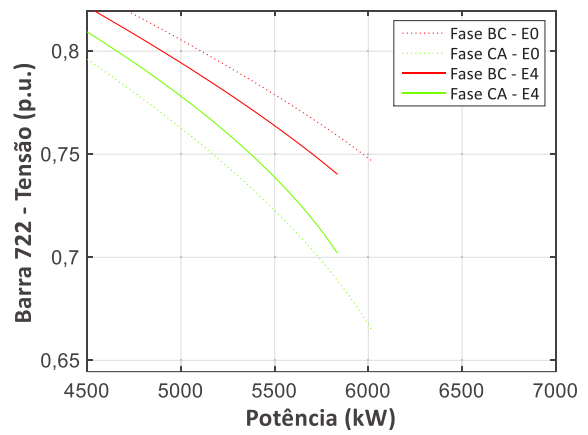


(f) Visão Ampliada de (e)

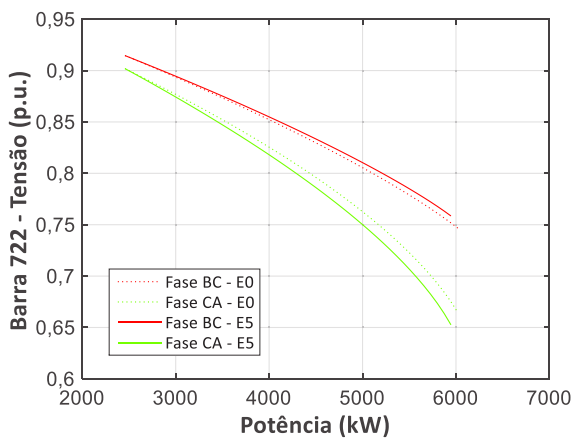
Figura 4.8 - Comparação entre os casos E0, E4 e E5 e E6 para barra trifásica 728, área Central



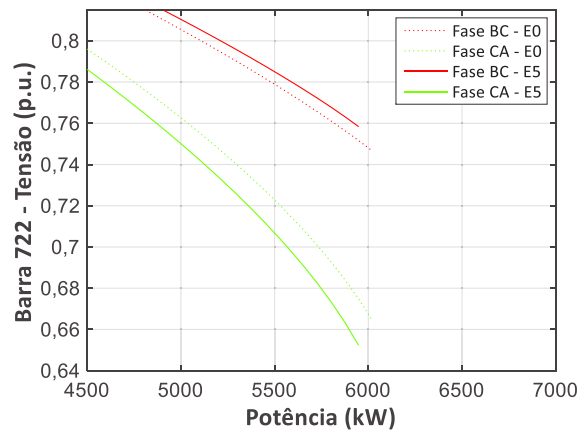
(a) Barra 722 - Comparação entre E0 e E4



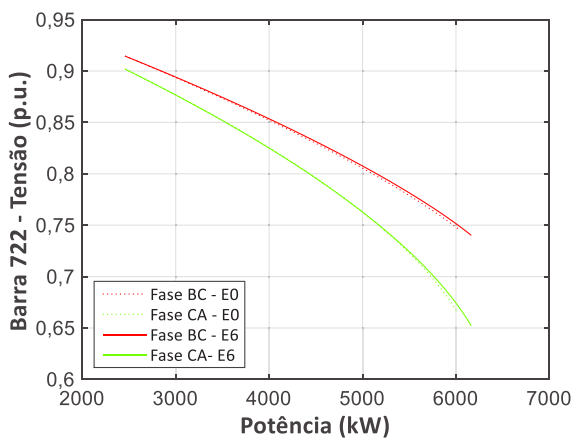
(b) Visão Ampliada de (a)



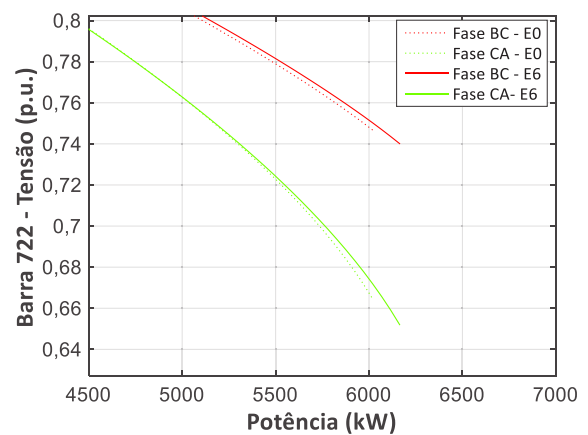
(c) Barra 722 - Comparação entre E0 e E5



(d) Visão Ampliada de (c)

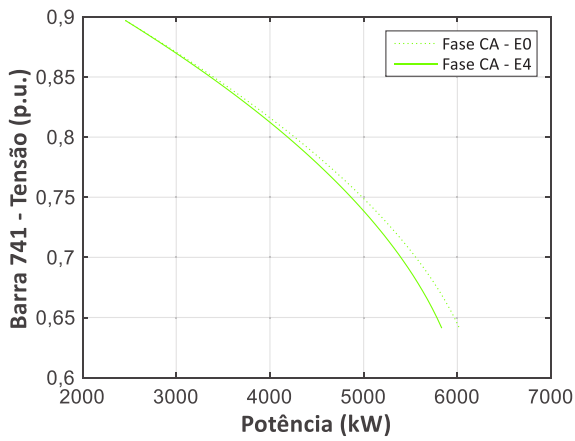


(e) Barra 722 - Comparação entre E0 e E6

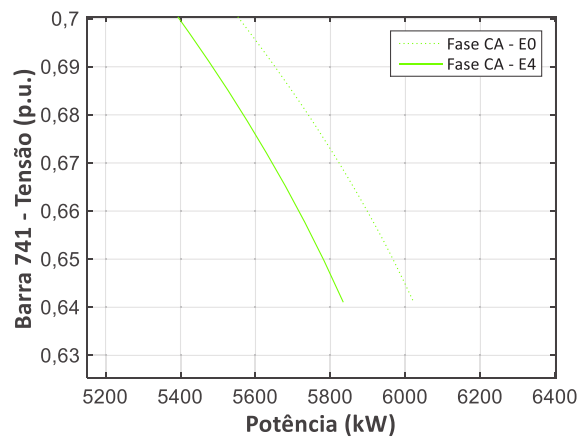


(f) Visão Ampliada de (e)

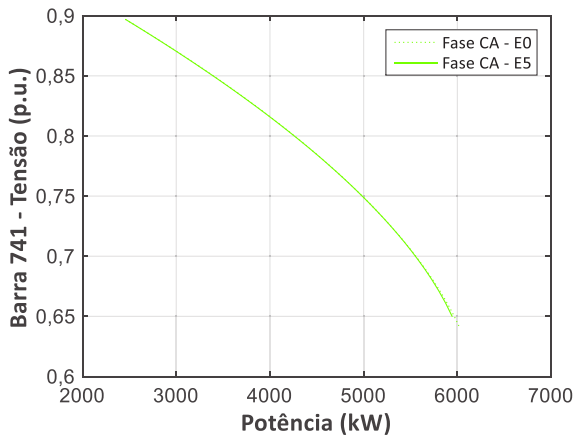
Figura 4.9 - Comparação entre os casos E0, E4 e E5 e E6 para barra bifásica 722, área Norte.



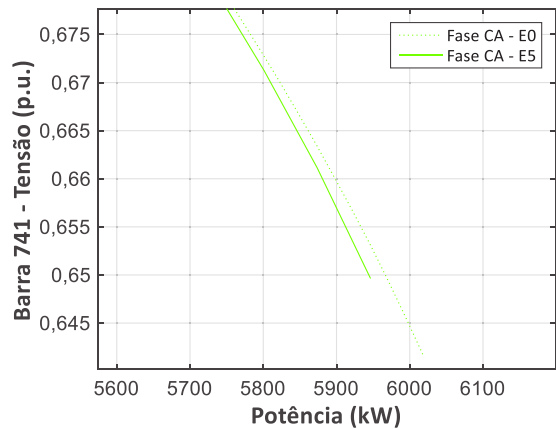
(a) Barra 741 - Comparação entre E0 e E4



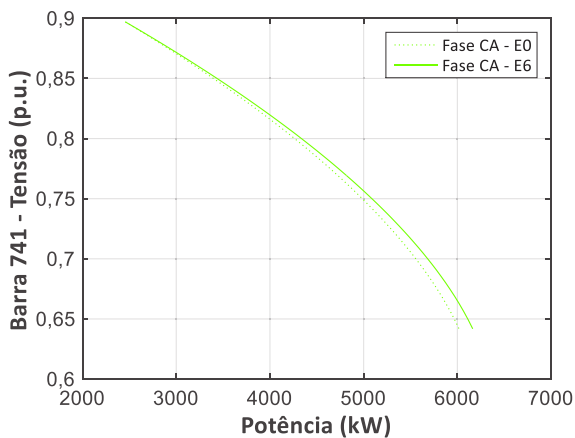
(b) Visão Ampliada de (a)



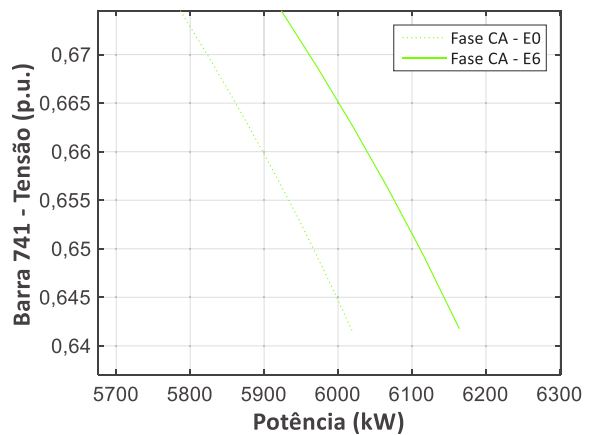
(c) Barra 741 - Comparação entre E0 e E5



(d) Visão Ampliada de (c)



(e) Barra 741 - Comparação entre E0 e E6



(f) Visão Ampliada de (e)

Figura 4.10 - Comparação entre os casos E0, E4 e E5 e E6 para barra monofásica 741, área Sul.

A Tabela 4.7 apresenta numericamente os dados obtidos para os PMCs dos casos E4 E5 e E6, onde é possível verificar que, assim como no primeiro caso estudado para o sistema IEEE 37, relativo às áreas definidas na Tabela 4.4, apesar da pequena variação percebida no perfil das curvas PVs, em termos do PMC percebe-se que ocorreu alguma alteração. Segundo os dados apresentados na Tabela 4.7, E4 apresentou redução no PMC de cerca de 3%, enquanto E5 reduziu marginalmente em relação a E0, entretanto, o caso E6 permitiu aumento na margem de carregamento de 2,39%, quando comparado ao caso base.

Tabela 4.7 - Análise dos PMCs obtidos para IEEE 37 Áreas Norte, Central e Sul

	Casos			
	E0	E4	E5	E6
γ_{\max}	6,0197 MW	5,8336 MW	5,9461MW	6,1638 MW
$\Delta\gamma_{\max}\%$	-	-3,09%	-1,22%	+2,39%

Cabe destacar, mais uma vez, que a utilização do carregamento distinto entre as fases permitiu a obtenção de resultados diferentes dos calculados na utilização do carregamento tradicional, validando a possibilidade de se adicionar cargas ao sistema de forma não simétrica. Logo, pode-se dizer que o método aqui apresentado demonstra a robustez do FPCM para replicar situações de carregamento real em sistemas multifásicos desequilibrados, como é o caso dos sistemas elétricos de distribuição, por exemplo. Além disso, também no caso definido pela Tabela 4.6, nota-se que não ocorreu mudança no sentido das curvas para nenhuma das curvas PVs para quaisquer dos casos testados, o que reforça a tendência de que sistemas trifásicos desequilibrados com carga conectada em delta não sofrem alteração no sentido da curva PV, o que complementa as observações do trabalho de Zhang, Ju e Handschin (2005) nesse sentido.

4.3.3. IEEE 123

O carregamento distinto por áreas aplicado ao sistema IEEE 123 (IEEE, 2015) permite a verificação da metodologia proposta mediante uma rede complexa e com diferentes tipos de cargas, ligações e equipamentos, objetivando atestar a robustez do método e ainda, avaliar o seu impacto em configurações diferentes e com áreas englobando um maior número de nós. O sistema sob estudo foi utilizado sem a ação de reguladores ou demais possíveis

estratégias de controle e foi subdividido inicialmente em três áreas, conforme ilustrado pela Figura 4.11 e detalhado na Tabela 4.8.

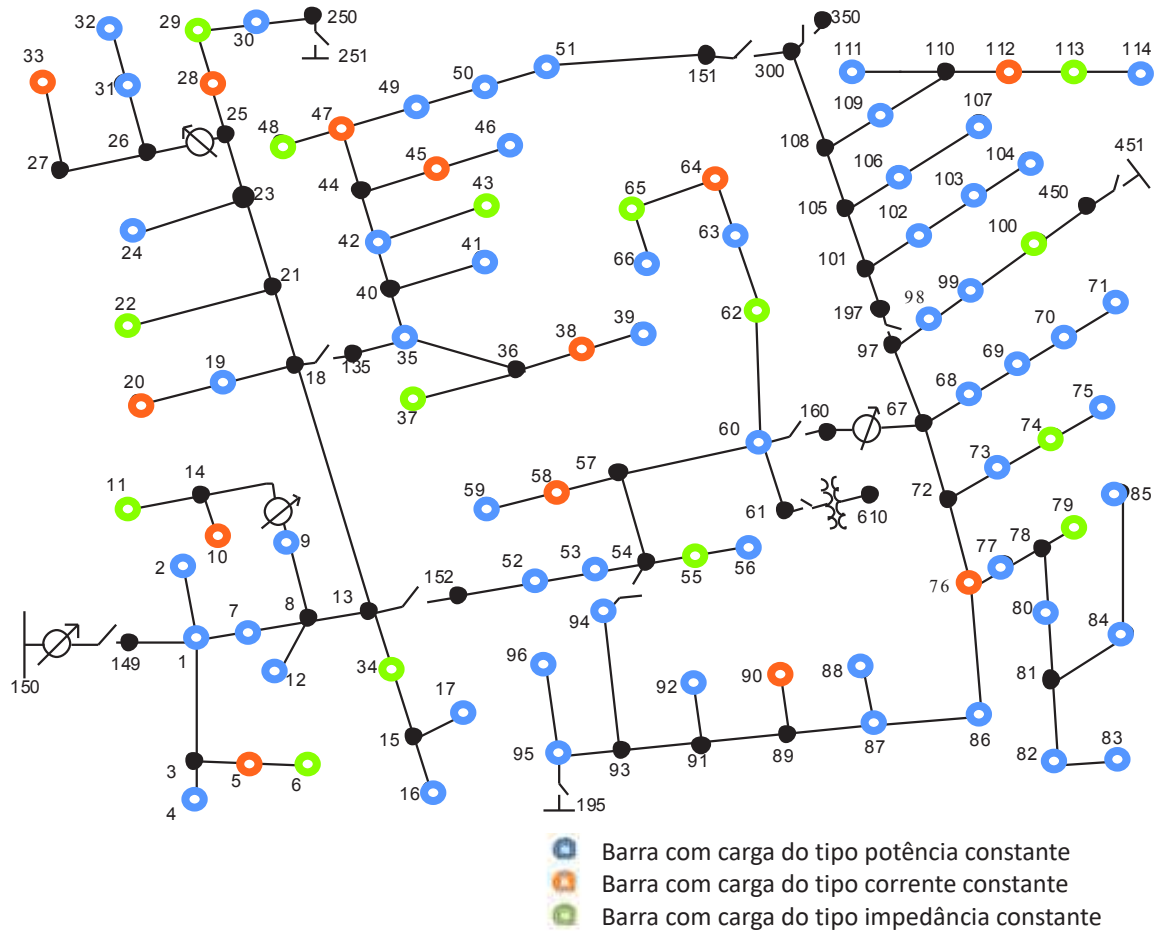


Figura 4.11 - Sistema IEEE 123 com indicativo do modelo de cargas por barra.

A divisão apresentada na Tabela 4.8 considera o modelo de cargas como o critério de separação entre as áreas. A partir daí, será analisado na sequência do trabalho qual o impacto de um carregamento diferenciado para cargas de modelos distintos, considerando no caso F1 uma carga maior para a área AZ (região designada para as barras com cargas do tipo impedância constante), no caso F2 uma carga maior para área AI (região designada para barras com cargas do tipo corrente constante) e no caso F3 uma carga maior para área AP (região referente às barras com cargas do tipo potência constante). Conforme realizado nas seções 4.3.1 e 4.3.2, os casos F1, F2 e F3 serão comparados com o caso base do sistema, F0, que considera o carregamento tradicional e igualitário entre as áreas escolhidas.

Tabela 4.8 – Subdivisão por modelo de carga por barra para o sistema IEEE 123

Área	Conteúdo	Carga Total Inicial	Δγ Por Caso			
			F0	F1	F2	F3
AP	Barras com carga do tipo potência constante: 1; 2; 4; 7; 9; 12; 16; 17; 19; 24; 30; 31; 32; 35; 39; 41; 42; 46; 49; 50; 51; 52; 53; 56; 59; 60; 63; 66; 68; 69; 70; 71; 73; 75; 77; 80; 82; 83; 84; 85; 86; 87; 88; 92; 94; 95; 96; 98; 99; 102; 103; 104; 106; 107; 109; 111; e 114	1,935 MW	1%	1%	3%	6%
AZ	Barras com carga do tipo impedância constante: 6; 11; 22; 29; 34; 37; 43; 48; 55; 62; 65; 74; 79; 100 e 113	0,850 MW	1%	6%	1%	3%
AI	Barras com carga do tipo corrente constante: 5; 10; 20; 28; 33; 38; 45; 47; 58; 64; 76; 90 e 112	0,705 MW	1%	3%	6%	1%

A Figura 4.12 apresenta as curvas PV das barras 49, 65 e 76 em (a), (b) e (c), respectivamente, para o caso F1 em comparação com F0. As barras analisadas pertencem cada uma a uma área específica, sendo a barra 49 do grupo definido em AP, a barra 65 da região AZ e a barra 76 da área AI. É possível observar em (a), (b) e (c) que a margem de carregamento foi significativamente superior para o caso F1 em relação a F0 para as três barras analisadas, porém, o nível de tensão no caso F1 foi superior para as três fases no caso da barra 49 (a) e para somente duas fases no caso das barras 65 (b) e 76 (c).

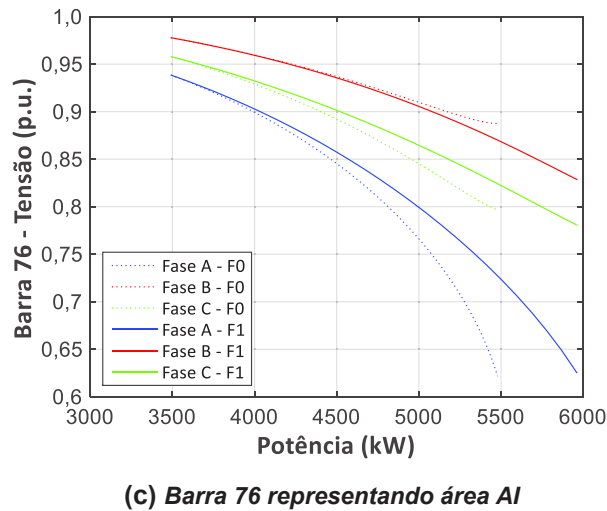
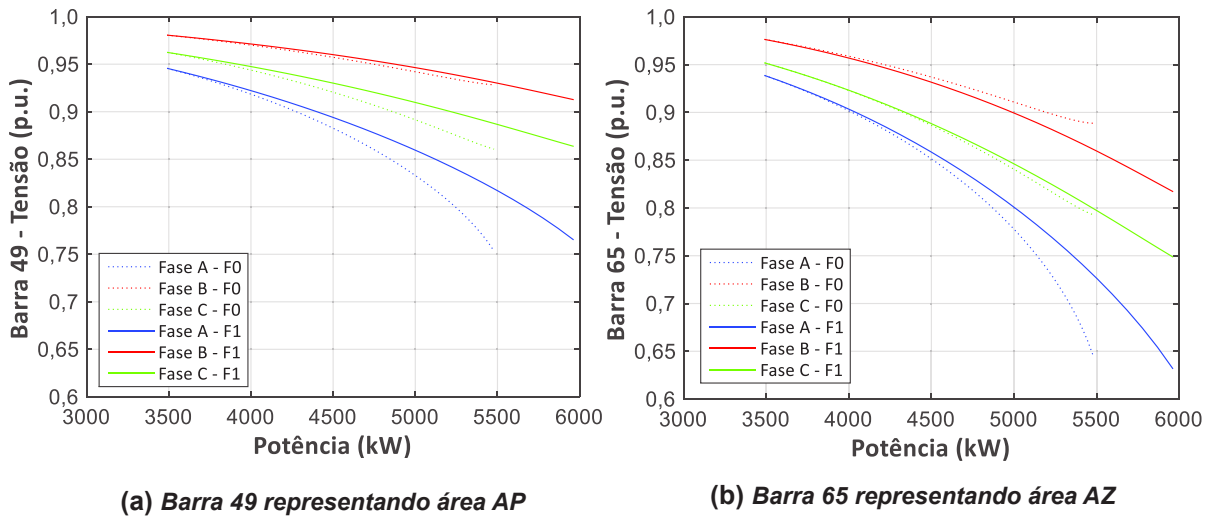
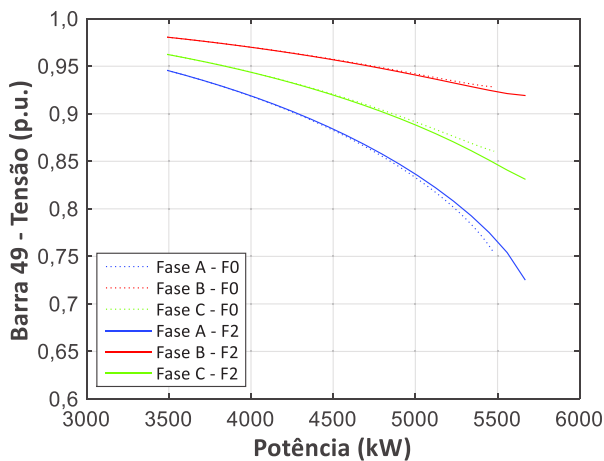
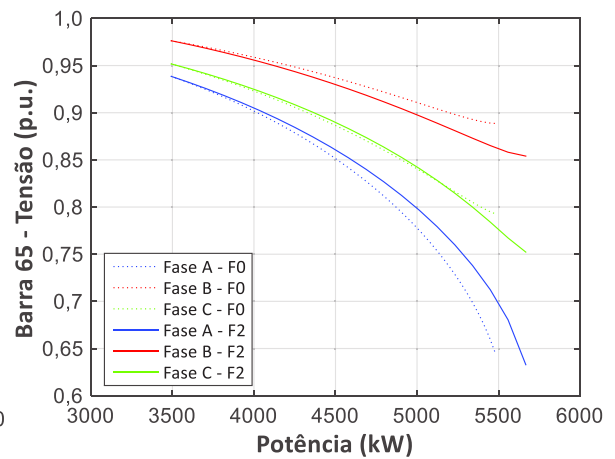


Figura 4.12 - Curvas PVs comparando os casos F1 e F0.

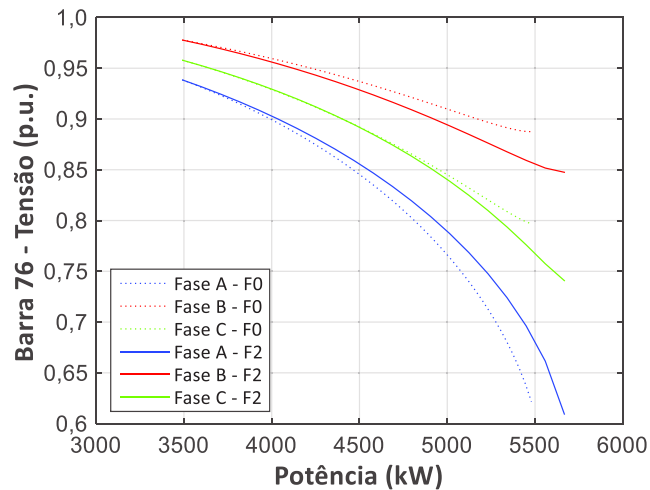
Quando se analisa o caso F2 em comparação a F0, na Figura 4.13, percebe-se que a aplicação de um passo de carregamento diferente em relação ao que foi aplicado em F1 implica num perfil diverso para as curvas PVs tanto em relação ao que foi verificado na Figura 4.12 quando ao que foi obtido no caso base. Também para o caso F2 o PMC obtido foi superior aos PMCs do caso F0 e isso é verdade para todas as fases das barras analisadas em (a), (b) e (c) da Figura 4.13. Porém, em termos dos níveis de tensão, F2 apresenta em (a) tensão inferior na parte final do carregamento para duas das três fases da barra 49, em relação à F0. Já em (b) e em (c), pode-se observar que o comportamento da tensão é similar ao reportado em (a), com a diferença de que a variação entre os níveis de tensão de F2 e F0 para duas das fases já começa já mais no trecho inicial do carregamento do sistema.



(a) Barra 49 representando área AP



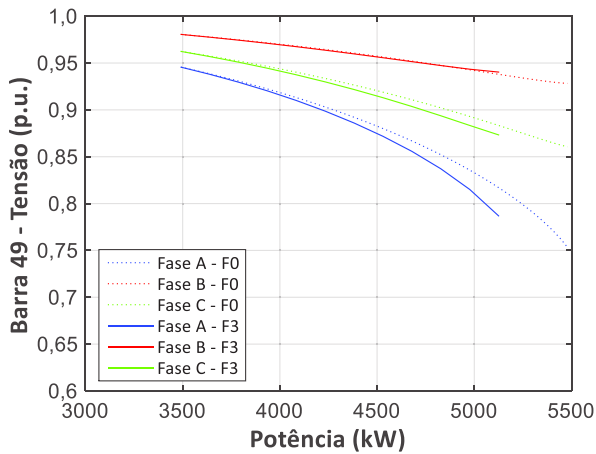
(b) Barra 65 representando área AZ



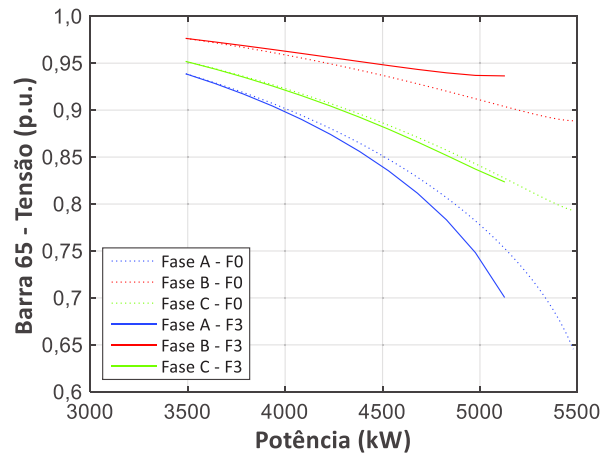
(c) Barra 76 representando área AI

Figura 4.13 - Curvas PVs comparando os casos F2 e F0:

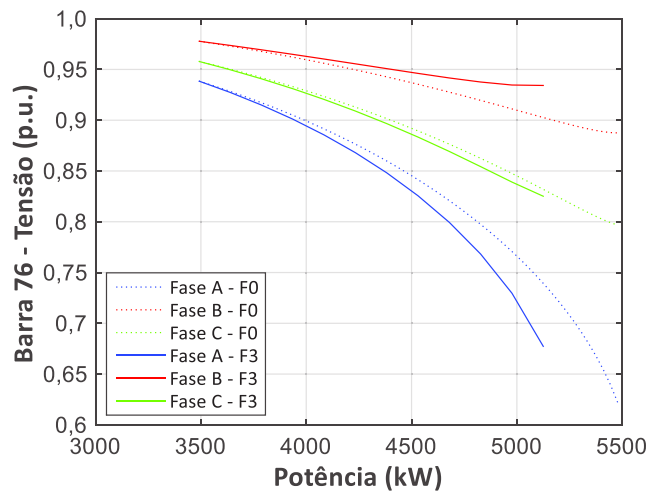
Na Figura 4.14 é feita uma comparação entre os casos F3 e F0 e pode-se observar que, para a questão do PMC, a estratégia de carregamento definida por F3 não foi capaz de superar o PMC do caso base, fato que não ocorreu na análise de F1 e F2, feita anteriormente nas Figura 4.12 e Figura 4.13, respectivamente. A questão do PMC de F3 ser inferior ao de F0, possivelmente tem relação direta com o fato do maior carregamento estar sendo executado na área AP, que possui número de barras muito maior (e carga inicial instalada também muito maior) que as demais áreas, de acordo com o definido na Tabela 4.8. Logo, para este caso, a carga aplicada a cada iteração é superior, ou seja, ao se utilizar um passo maior de carga na região mais carregada do sistema, o PMC tende a ser menor.



(a) Barra 49 representando área AP



(b) Barra 65 representando área AZ



(c) Barra 76 representando área AI

Figura 4.14 - Curvas PVs comparando os casos F3 e F0:

Ainda sobre a Figura 4.14, pode-se afirmar, com base nos gráficos apresentados, que os níveis de tensão do caso F3 foram superiores apenas para uma das fases na análise da das três barras. Mas é interessante destacar o comportamento da fase BC, onde o perfil de tensão se sustentou acima de 0,9 pu ao longo de todo o carregamento no caso F3 para as três barras analisadas, algo que não pôde ser visualizado para o caso base F0.

A Tabela 4.9 apresenta um resumo dos PMCs obtidos para os casos F0, F1, F2 e F3, onde é possível verificar numericamente os mesmos resultados analisados anteriormente em relação ao ponto de máximo carregamento do sistema. Logo, percebe-se que assim como nas análises realizadas para os sistemas IEEE 4 e IEEE 37, a metodologia proposta permitiu a alteração do PMC em relação ao caso base com carregamento tradicional.

Tabela 4.9 - Análise dos PMCs obtidos para IEEE 123 Áreas AP, AI e AZ

	Casos			
	F0	F1	F2	F3
γ_{\max}	5,4793 MW	5,9605 MW	5,6670 MW	5,1252 MW
$\Delta\gamma_{\max}\%$	-	+8,78%	+3,42%	-6,46%

A Tabela 4.10 mostra uma nova divisão do sistema IEEE 123 em áreas, desta vez utilizando como critério a distância entre as barras da rede. Nesta divisão, as barras fisicamente mais próximas foram alocadas no mesmo grupo e terão o mesmo passo de carregamento, de modo que barras mais distantes serão carregadas de forma diversa. Novamente, três áreas foram escolhidas, subdividindo o sistema IEEE 123 barras apresentado na Figura 4.11 em três regiões definidas como: Área Oeste, Área Central e Área Leste. As barras que compõem cada uma dessas áreas estão definidas na Tabela 4.10.

Tabela 4.10 – Subdivisão pela distância entre as barras para o sistema IEEE 123

Área	Conteúdo	Carga Total Inicial	$\Delta\gamma$ Por Caso			
			F0	F4	F5	F6
Área Oeste	1; 2; 4; 5; 6; 7; 9; 10; 11; 12; 16; 17; 19; 20; 22; 24; 28; 29; 30; 31; 32; 33 e 34	0,760 MW	1%	1%	3%	6%
Área Central	35; 37; 38; 39; 41; 42; 43; 45; 46; 47; 48; 49; 50; 51; 52; 53; 55; 56; 58; 59; 60; 62; 63; 64; 65; 66; 87; 88; 90; 92; 94; 95 e 96	1,545 MW	1%	3%	6%	1%
Área Leste	68; 69; 70; 71; 73; 74; 75; 76; 77; 79; 80; 82; 83; 84; 85; 86; 98; 99; 100; 102; 103; 104; 106; 107; 109; 111; 112; 113 e 114	1,185 MW	1%	6%	1%	3%

Para a análise dos casos propostos F4, F5 e F6, em comparação com o caso base F0, desta vez serão utilizadas as barras 19, 88 e 109, todas barras monofásicas com carga do tipo potência constante, porém, cada uma delas está inserida em uma das áreas propostas na Tabela 4.10. A barra 19 está inserida na Área Oeste, a barra 88 na Área Central e a barra 109 na

Área Leste. O passo de carregamento foi proposto de modo que cada caso sob teste possua uma área com carregamento muito superior e outra com carregamento muito inferior as demais, conforme pode ser verificado na Tabela 4.10.

A Figura 4.15 apresenta as curvas PVs comparando os casos F4, F5, F6 e F0 para as barras monofásicas 19 (a), 88 (b) e 109 (c) e pode se dizer que para as duas últimas os comportamentos observados foram bem similares, porém, a barra 19 se manteve com nível de tensão acima de 0,8p.u. durante todo o carregamento, algo que pode ser justificado pelo fato desta ser uma barra mais próxima da subestação em relação as outras duas.

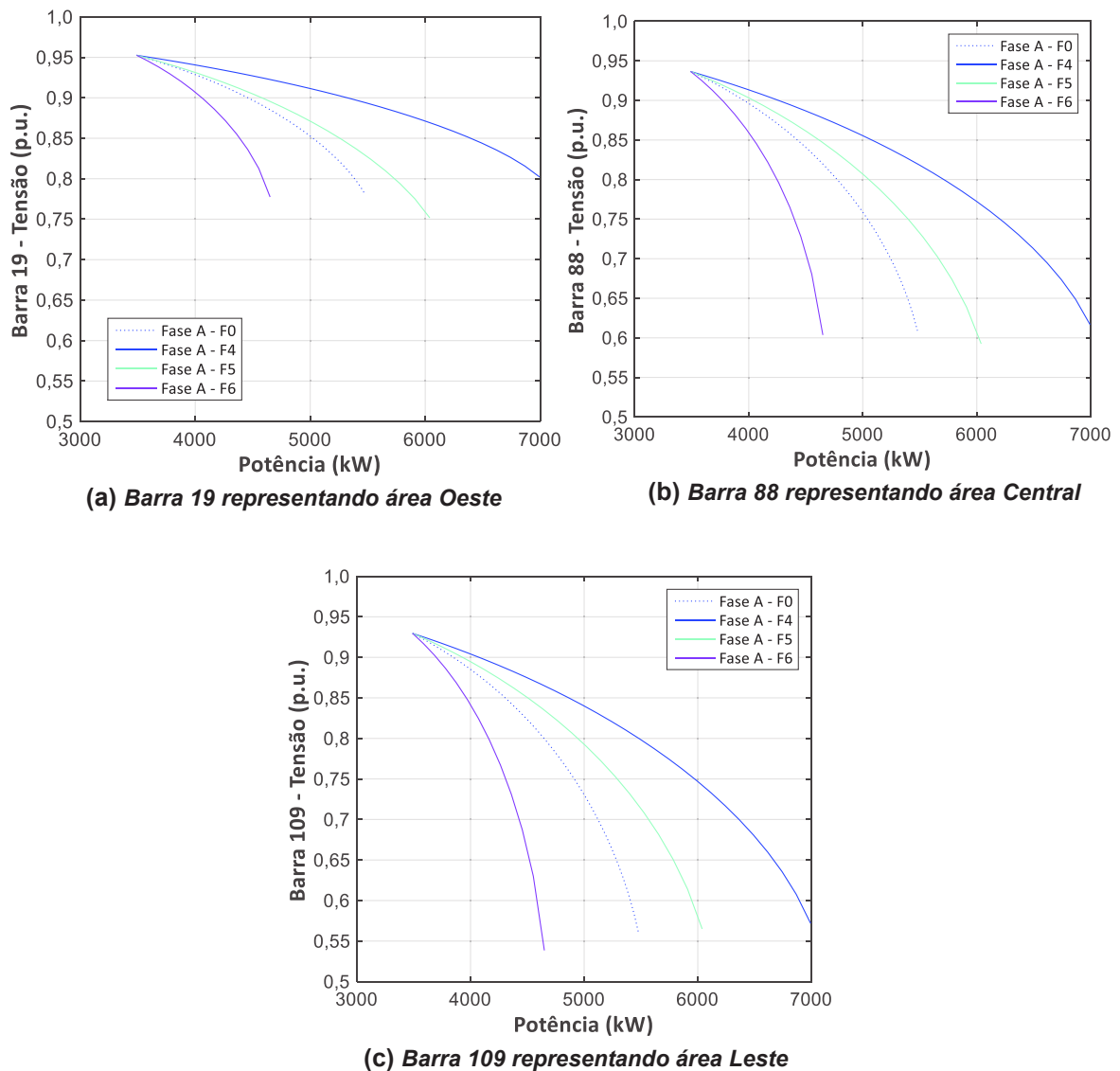


Figura 4.15 - Curvas PVs comparando os casos F4, F5, F6 e F0

A respeito do PMC, é possível concluir que ocorreram variações perceptíveis entre as estratégias de carregamento utilizadas, pois a margem de carregamento foi superior ao caso base para a situação proposta em F4 e F5 e inferior para o caso F6. Em termos dos níveis de tensão, ao longo de toda a trajetória de carregamento percebe-se que F4 teve a melhor resposta em comparação com todos os demais casos analisados, considerando uma análise no mesmo ponto de carregamento, enquanto F5 apresentou tensões superiores às do caso base, mantendo a mesma trajetória de F0 ao longo do procedimento de cálculo executado. Já F6 apresentou tensões inferiores a F0, inclusive com queda vertiginosa na tensão durante o aumento de carga.

Concluindo, pode-se afirmar que para os casos apresentados na Tabela 4.10, F4 teve melhores resultados ao longo de todo o sistema, com melhores níveis de tensão e PMC superior aos obtidos pelos demais casos. Em contrapartida, o caso F6 foi aquele que obteve os piores resultados, pois chegou a um PMC significativamente inferior ao dos demais (incluindo F0) e níveis de tensão comparativamente inferiores a todos os outros casos analisados. O passo de carregamento executado em F6 foi muito superior nas barras mais próximas da subestação (barra 150 contém o transformador da subestação), conforme diagrama do sistema exibido na Figura 4.11, que também é a Área Oeste, região que possui o menor número de barras e menor carga inicial, de acordo com os dados exibidos na Tabela 4.10.

Já o melhor desempenho de F4, pode ser atribuído ao fato do menor nível de carga ter sido despachado para a Área Oeste, ou seja, ao contrário do que ocorreu no caso F6, a estratégia de carregamento descrita em F4 priorizou um passo menor de carregamento para a região com a menor carga instalada inicial. Logo, pode-se concluir que para este sistema a distância para a subestação é um critério relevante para a definição do passo de carregamento, quando se utiliza uma divisão de áreas por proximidade entre as barras. Na Tabela 4.11 são apresentados os dados numéricos obtidos para o PMC dos casos F0, F4, F5 e F6.

Tabela 4.11 - Análise dos PMCs obtidos para IEEE 123 Áreas AP, AI e AZ

	Casos			
	F0	F4	F5	F6
γ_{\max}	5,4793 MW	6,9914 MW	6,0370 MW	4,6492 MW
$\Delta\gamma_{\max\%}$	-	+27,60%	+10,18%	-15,15%

Outra subdivisão do sistema IEEE 123 apresentado na Figura 4.11 em áreas é exibida na Tabela 4.12, onde a rede foi separada em quatro regiões diferentes, representando uma divisão de um sistema de distribuição de uma cidade, denominados de áreas I, II, III, e IV. Foram utilizadas quatro variações de carregamento distintas, contemplando um acréscimo maior e um acréscimo menor de carga para cada uma das regiões analisadas.

Tabela 4.12 – Subdivisão por quatro áreas entre as barras para o sistema IEEE 123

Área	Conteúdo	Carga Total Inicial	$\Delta\gamma$ Por Caso				
			F0	F7	F8	F9	F10
Área I	1; 2; 4; 5; 6; 7; 9; 10; 11; 12; 16; 17; 34; 52; 53; 55; 56; 58; 59; 60; 62; 63; 64; 65 e 66.	0,950 MW	1%	1%	2%	3%	4%
Área II	19; 20; 22; 24; 28; 29; 30; 31; 32 e 33;	0,360 MW	1%	2%	3%	4%	1%
Área III	35; 37; 38; 39; 41; 42; 43; 45; 46; 47; 48; 49; 50 e 51;	0,755 MW	1%	3%	4%	1%	2%
Área IV	68; 69; 70; 71; 73; 74; 75; 76; 77; 79; 80; 82; 83; 84; 85; 86; 87; 88; 90; 92; 94; 95; 96; 98; 99; 100; 102; 103; 104; 106; 107; 109; 111; 112; 113 e 114;	1,425 MW	1%	4%	1%	2%	3%

As barras monofásicas de números 4, 30, 50 e 85 tiveram suas curvas PVs traçadas nos gráficos (a), (b), (c) e (d), da Figura 4.16, representando as áreas I, II, III e IV, respectivamente. Independentemente de o sistema agora estar dividido em quatro áreas, o caso base F0 se mantém o mesmo das análises anteriores, ou seja, com todo o sistema recebendo o mesmo passo de carregamento a cada iteração uma vez que não houve alteração na forma como esse caso foi carregado. Os demais casos, por sua vez, tiveram suas curvas PVs construídas com base nos passos de carregamento atribuídos a cada área.

Um detalhamento com comparativo numérico entre os PMCs obtidos para cada caso está demonstrado na Tabela 4.13, porém, pode-se verificar por meio da Figura 4.16, que o

caso F7 foi claramente aquele com o maior PMC, superando em muito o caso base. Já o caso F8 também apresentou PMC maior que F0, enquanto F9 e F10 demonstraram margem de carregamento inferior ao caso base. Quanto aos casos F9 e F10, cabe ainda salientar que a barra 30 apresentou comportamento diferente das demais em relação ao nível de tensão e margem de carregamento para esses dois casos, uma vez que somente nessa barra, que representa a área II, foi percebido que o perfil de tensão e o PMC do caso F10 apresenta valores superiores a F9. Essa questão pode ser justificada pelo fato de que o caso F9 é aquele que determina maior passo de carregamento para a área II, que possui a menor quantidade de barras e de carga inicialmente instalada.

A observação de que o caso F7 conseguiu registrar um PMC maior e sustentar a tensão em patamares superiores aos demais é um fato que pode ser explicado pelo menor passo de carregamento ter sido aplicado na área I, que está mais próxima da subestação, de modo a impactar menos as quedas de tensão ao longo de todo o sistema. Contribuindo para essa análise, o maior passo de carregamento nesse caso foi aplicado na região mais distante da subestação, definida pela área IV.

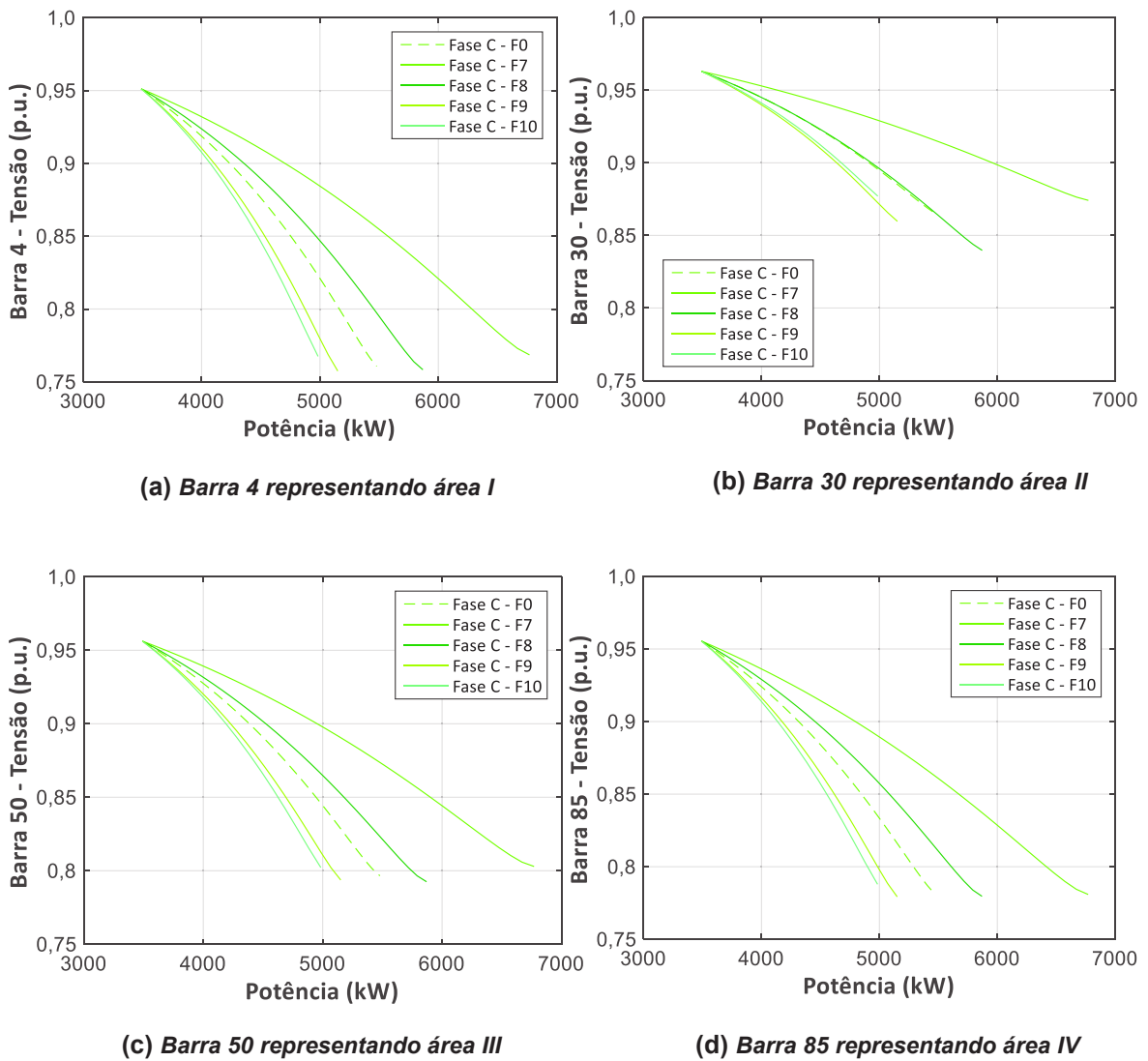


Figura 4.16 - Curvas PVs comparando os casos F7, F8, F9, F10 e F0

Tabela 4.13 - Análise dos PMCs obtidos para IEEE 123 Áreas I, II, III e IV.

	Casos				
	F0	F7	F8	F9	F10
γ_{\max}	5,4793 MW	6,7659 MW	5,8660 MW	5,1480 MW	4,9817 MW
$\Delta\gamma_{\max}\%$	-	+23,48%	+7,06%	-6,05%	-9,08%

Ao longo deste capítulo, foi possível perceber que a depender do sistema sob estudo, da escolha das áreas e do passo de carregamento, as curvas PVs possuem PMC e perfis de tensão diferentes, com grande possibilidade de divergência entre os resultados obtidos pelo carregamento tradicional e por aquele realizado de acordo com a metodologia aqui proposta.

Isso indica que existe uma possibilidade de alteração na análise da segurança de tensão de um sistema elétrico, sendo que a utilização de passos de carregamento distintos implica num comportamento diferente da rede, podendo se optar por situações mais ou menos conservativas dependendo do que se deseja no estudo. Ou seja, a depender do carregamento executado é possível ter PMCs e níveis de tensão diferentes, com curvas diferentes. Caso o objetivo do estudo seja avaliar, por exemplo, o funcionamento de um equipamento que opera somente em um determinado nível de tensão, o ideal é utilizar o estudo com a curva que apresente a menor variação de tensão entre as fases (mais conservativo), dentro de uma faixa em que o equipamento sempre possa operar, pois nesse caso há a garantia de funcionamento desse equipamento em todas as circunstâncias. Por outro lado, caso se deseje fazer estudos a partir do limite máximo de carregamento que o sistema poderá fornecer dentro dos casos testados, utiliza-se o resultado menos conservativo nesse ponto.

Considerando, por exemplo, que existe uma possibilidade de extensão no PMC do sistema através do uso de passos de carregamento distintos entre determinadas regiões da rede, a ideia da utilização de uma técnica de otimização capaz de escolher uma estratégia de carregamento suficiente para se obter tal objetivo, se mostra bastante interessante. Com base nessa ideia, o capítulo seguinte tratará do tema da otimização dos passos de carregamento, apresentando o método proposto nesta tese para esse assunto.

5. Método para Otimização do Passo de Carregamento

5.1. Introdução

No capítulo anterior, foi verificada a possibilidade de se realizar o carregamento de um sistema elétrico de maneira distinta entre regiões pré determinadas. Pôde-se observar que é possível obter um comportamento diferente daquele alcançado quando se utiliza a forma tradicional de carregamento, igual para todas as cargas do sistema. Os aspectos mais impactados pela nova abordagem pertinentes a análise da segurança de tensão são o ponto de máximo carregamento, os pontos de mínima tensão, além de variações no sentido das curvas PVs em algumas situações. Isso permitiu a conclusão de que seria factível uma escolha dos passos de carregamento que tornasse o sistema mais robusto em termos da sua margem de carregamento.

Portanto, neste capítulo é apresentado um método para que os passos de carregamento para áreas pré definidas de uma rede elétrica sejam obtidos de forma otimizada, de modo que o sistema seja carregado priorizando um item específico relacionado à segurança de tensão, como um maior PMC ao final do acréscimo de cargas, por exemplo.

Como ferramenta de otimização para o desenvolvimento deste método optou-se pelo uso dos Algoritmos Genéticos (HOLLAND, 1975), por ser uma técnica já bastante difundida na literatura e com outros trabalhos na área de segurança de tensão, como em Nakawiro e Erlich (2009). A técnica de otimização foi aplicada nos mesmos sistemas teste do IEEE utilizados no capítulo anterior, de maneira a permitir uma comparação entre os resultados obtidos por meio do carregamento tradicional, pelo carregamento distinto entre áreas, mas com o passo de carregamento definido arbitrariamente e, por fim, por meio do carregamento distinto entre áreas realizado com a obtenção do passo de carregamento de forma otimizada, por meio da técnica de AG.

5.2. Método de Solução

O método proposto para a otimização do passo de carregamento de um sistema elétrico subdividido em áreas se baseia na técnica de AG para solucionar o problema de otimização descrito em (5.1). A função objetivo tem a finalidade de procurar maximizar a margem de carregamento do sistema, ou seja, obter o máximo PMC possível através do uso de um carregamento distinto entre as regiões pré determinadas, utilizando como restrições a tensão dentro do intervalo de 0,5 p.u e 1,1p.u, por exemplo, e o passo de carregamento entre 1% e 10%. Tais restrições foram escolhidas com base nas características dos sistemas sob análise, para que fosse possível uma avaliação da curva PV completa, até o ponto de máximo carregamento. Ressalta-se que em condições reais de operação do sistema, os níveis mínimos de tensão são superiores ao limite mínimo aqui estabelecido, porém, o método permite uma flexibilidade nesses valores, a depender do tipo de rede a que ele for aplicado. Além disso, o método também está sujeito às restrições do MICN e, portanto, considera como nulo o balanço de correntes reais e imaginárias em cada nó do sistema, bem como as demais equações de controle (PENIDO, 2008). Também foi considerada uma restrição de desequilíbrio em cada nó dos sistemas, de acordo com os limites estabelecidos na legislação vigente (ANEEL, 2018).

A função objetivo procura maximizar a potência consumida pela carga e não o valor do carregamento especificamente, uma vez que o método proposto também permite a análise de sistemas com cargas do tipo impedância e corrente constante e não somente do tipo potência constante, conforme visto no capítulo 2 e em Araujo, *et al.* (2017), essa consideração se faz necessária.

$$\max \left(\sum_{j=1}^{nA} \sum_{i=1}^{nn} P_i \cdot \gamma_j \right)$$

$$s. a. : 0,01 \leq \Delta \gamma_j \leq 0,1 \tag{5.1}$$

$$0,5p. u. \leq V_i \leq 1,1p. u.$$

$$\Delta I_r = 0$$

$$\Delta I_m = 0$$

$$\left(\frac{V_{i-}}{V_{i+}} \right) \cdot 100 \leq 2\%$$

Onde:

nA - Número de áreas do sistema;

nn - Número de nós do sistema na área nA

P_i - Potência ativa total no nó i ;

γ_j - Carregamento na área j

$\Delta\gamma_j$ - Passo de carregamento definido para uma área j

V_i - Tensão no nó i

ΔI_r - Vetor com a parte real dos resíduos de corrente

ΔI_m - Vetor com a parte imaginária dos resíduos de corrente

V_{i-} - Tensão de sequência negativa no nó i ;

V_{i+} - Tensão de sequência positiva no nó i

Foi definida uma parametrização do AG suficientemente robusta para o desenvolvimento do processo de solução, através do ajuste dos parâmetros mediante processo de tentativa e erro no qual os critérios que permitiram obter melhores resultados foram mantidos, conforme o disposto na Tabela 5.1 (maiores informações sobre estes parâmetros podem ser encontradas em MATHWORKS (2018)), para todas as aplicações do método proposto aqui neste trabalho. Destaque especial para o número de gerações (50-100), de indivíduos componentes da população (entre 20 e 50) e da taxa de elitismo (5% do total da população), que foram os itens de maior impacto na resolução dos problemas propostos. Além disso, o número de variáveis utilizadas no processo de otimização é dependente do número de áreas inicialmente definidas em cada sistema.

Cabe destacar que a utilização da população inicial com indivíduos definidos com o limite inferior de $\Delta\gamma$, em linhas gerais, pode ser considerada como um ponto de partida

vantajoso, pois ao inserir um valor muito elevado para os indivíduos da população inicial, o sistema tem maiores chances de divergir, uma vez que essa ação implicaria em já num primeiro momento inserir um volume grande de carga no sistema sob teste. Ao utilizar o valor de 1% como passo de carregamento inicial, esse problema não ocorre e o algoritmo pode dar sequência ao procedimento de resolução.

Tabela 5.1 - Parâmetros do AG

Parâmetro do AG	Valor
Número de variáveis	Número total de áreas definidas.
Tipo de variável	Real
Tamanho da população	Entre 20 e 50 indivíduos
Taxa de elitismo	5% do tamanho da população
Fração de <i>crossover</i>	80%
Direção de migração	Frontal
Intervalo de migração	20
Fração de migração	20%
Número de gerações	50-100
Tempo limite	Indefinido (infinito)
Limite da função de aptidão	Indefinido (infinito)
Limite de parada por gerações	10
Função de seleção de indivíduos	Torneio
Função de <i>crossover</i>	<i>Crossover</i> de dois pontos
Função de mutação	Mutação com indivíduo adaptável
População inicial	Limite inferior de $\Delta\gamma$: 1% para todas variáveis

É ponto passivo que, a depender do sistema a ser submetido ao método proposto, a alteração dos parâmetros para um indivíduo inicial pode ser mais vantajosa, como no caso IEEE 4 abordado na seção 4.3.1, onde percebe-se que a fase crítica é a fase C e que o sistema oferece maior capacidade de assumir carga nas outras fases. Logo, poderia se tentar utilizar inicialmente valores superiores para $\Delta\gamma$ nas fases A e B, por exemplo, objetivando a obtenção de uma solução ótima de forma mais rápida. No entanto, como a ideia deste capítulo é propor um método robusto perante qualquer sistema elétrico desequilibrado, sem que seja necessário realizar alguma análise anterior desse sistema, optou-se por não fazer nenhum ajuste nos parâmetros iniciais do AG e utilizar valores iniciais semelhantes para todos os casos aqui estudados.

A Figura 5.1 apresenta como a metodologia proposta interpreta cada indivíduo, basicamente, de modo que o cromossomo representa um bloco de genes, cada qual definindo um passo de carregamento que estará diretamente associado a uma área específica do sistema já previamente dividido em regiões de interesse. Ou seja, o indivíduo terá tantos genes associados a ele, quantas forem as áreas que o sistema possui.

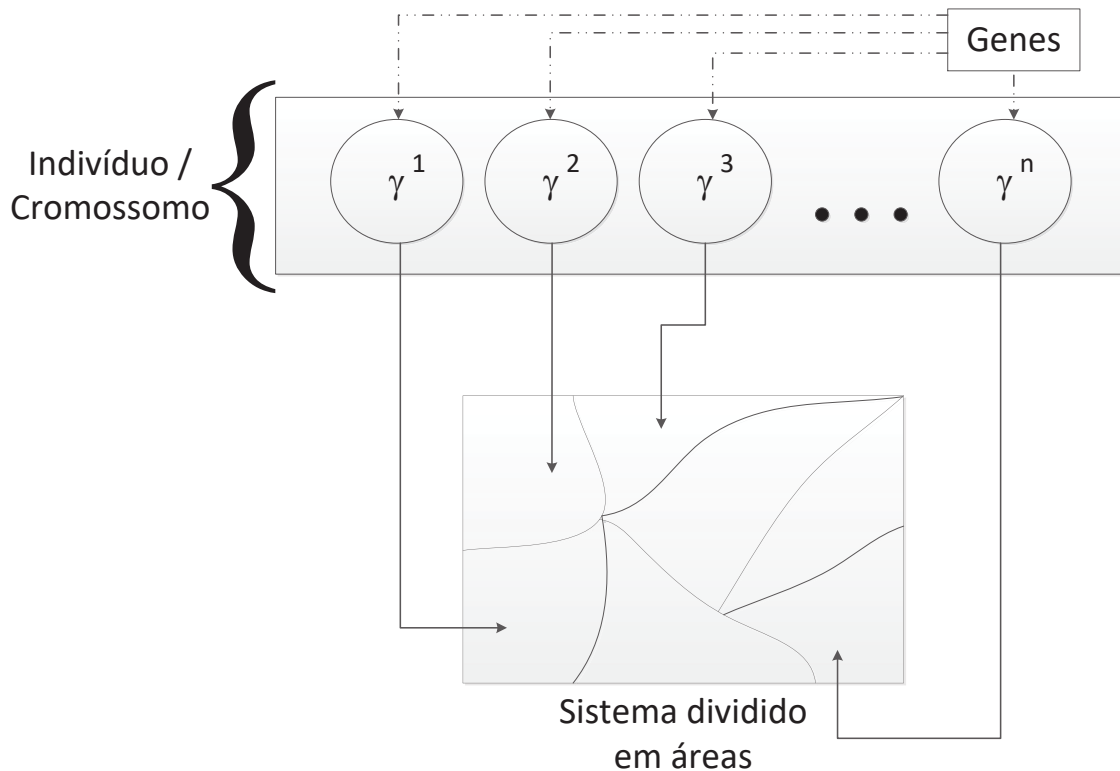


Figura 5.1 - Representação do indivíduo (cromossomo) no método de otimização proposto

No fluxograma da Figura 5.2 é apresentada a definição dos passos a serem seguidos para a correta execução do método proposto neste capítulo.

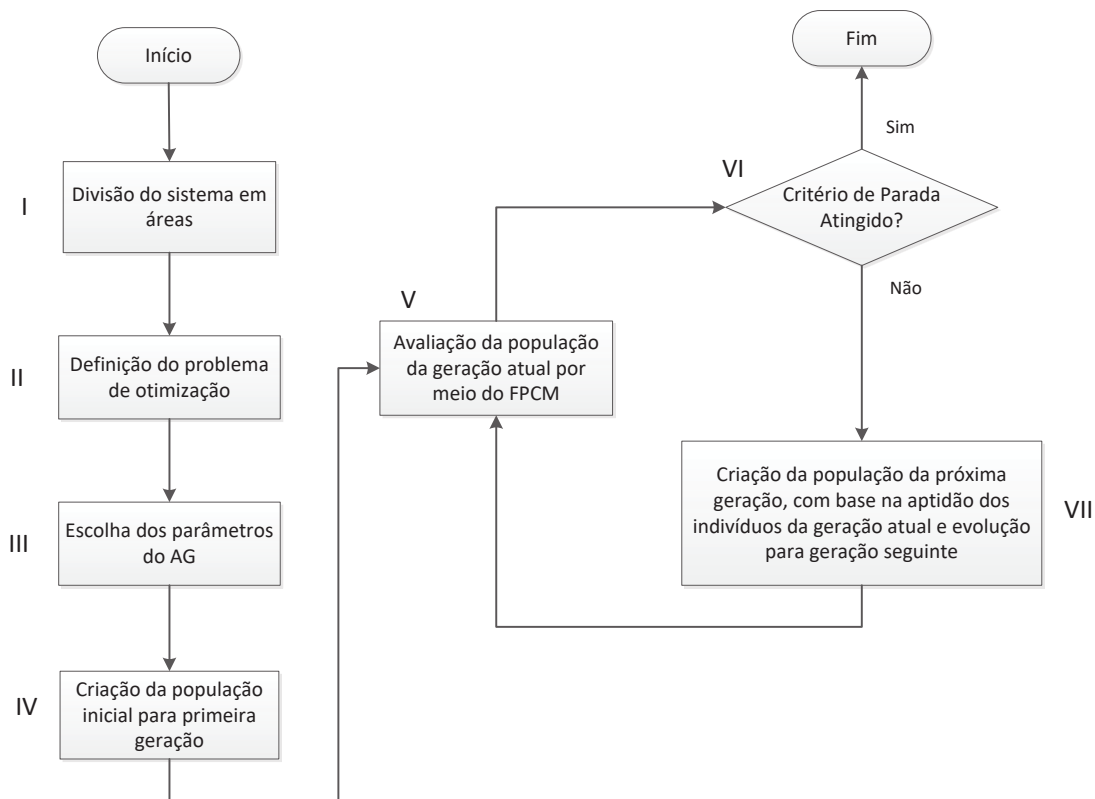


Figura 5.2 - Fluxograma para método de otimização proposto.

Cada etapa do fluxograma está detalhada de acordo com a explicação abaixo:

- I. Assim como no método proposto no capítulo anterior, o primeiro passo é o agrupamento das partes do sistema escolhido para análise em áreas específicas que têm aspectos em comum, conforme a verificação que se pretende realizar em termos da segurança de tensão do sistema;
- II. Definir a função objetivo e as restrições que serão objeto de resolução do método proposto. Neste capítulo serão utilizadas as definições estipuladas em (5.1), com a função de aptidão sendo a maximização do PMC. Porém, o método permite que os limites de tensão e de passo de carregamento sejam alterados a depender do sistema que se pretende analisar, contudo, as restrições referentes a resolução do fluxo de potência não podem ser alteradas. Outras funções objetivo podem ser utilizadas dentro dos

mesmos critérios estabelecidos por esse método, todavia, esse trabalho não apresentará outras funções a serem otimizadas além daquela estabelecida em (5.1). Logo, fica como sugestão de trabalhos futuros a utilização de outras funções de aptidão como uma proposição de novas aplicações do método proposto;

- III. Determinar os parâmetros a serem utilizados no processo de resolução via AG. Neste trabalho, serão utilizados os parâmetros estabelecidos na Tabela 5.1, porém, o método proposto tem a disponibilidade de utilizar outros parâmetros, apesar de que os resultados obtidos podem ser diferentes dos apresentados nesse trabalho, caso parâmetros distintos sejam selecionados. Dentro da escolha dos parâmetros do AG, é definida também a população inicial que será formada a partir de indivíduos conforme o estabelecido na Figura 5.1;
- IV. Nessa etapa é iniciado o processo de resolução por meio da criação da primeira geração de indivíduos do AG, que neste trabalho será definida de acordo com o passo de carregamento tradicional de 1% para cada área.
- V. O processo de avaliação dos indivíduos é realizado com o uso do FPCM como ferramenta para informar ao AG o resultado do PMC do sistema sob teste, relacionado a um indivíduo previamente estipulado pelo AG como dado de entrada (passo de carregamento) para o FPCM. Este indivíduo estará necessariamente presente na população atual do AG e, dessa forma, todo indivíduo da população terá um resultado associado a ele, fornecido pelo FPCM.
- VI. Caso um critério de parada seja atingido, o processo de solução é interrompido e oferece como resultado final o melhor indivíduo da população. Caso ainda não tenha sido atingido um critério de parada, o algoritmo segue para o passo VII.
- VII. Como a geração anterior não obteve o melhor indivíduo procurado, com base nos resultados obtidos via FPCM para todos os indivíduos da população, o AG classifica a população de acordo com os indivíduos mais adaptados na geração anterior e aplica os critérios de seleção (definidos no passo III) para manter os indivíduos mais aptos para o início da geração seguinte. Portanto, neste ponto são criadas uma nova população e uma

nova geração, a partir das quais será realizada outra avaliação dos indivíduos, retornando o processo para o passo V.

5.3. Aplicações da Otimização do PMC nos Sistemas IEEE

5.3.1. IEEE 4

Para a aplicação do método proposto no sistema IEEE 4 (IEEE, 2015), foi escolhida a configuração de rede com transformador abaixador Y-Y e carga desequilibrada do tipo potência constante. Este modelo foi o mesmo escolhido no capítulo anterior, na seção 4.3.1 e foi utilizado novamente aqui para que seja possível uma comparação entre os resultados obtidos em ambas as situações. No capítulo anterior, o caso base D0 foi relacionado a seis outros casos, conforme prescrito na Tabela 4.1 e o caso que apresentou melhor PMC foi o D6, superando D0 de forma bastante significativa.

Portanto, seguindo as etapas definidas no fluxograma da Figura 5.2 a resolução do processo de otimização se dará nos seguintes passos:

Primeiro Passo: O sistema IEEE 4 foi dividido, utilizando a divisão de áreas definida anteriormente na Tabela 4.1, onde cada fase do sistema foi definida como uma região com carregamento independente.

Segundo Passo: A função objetivo e as restrições descritas em (5.1) foram utilizadas para definir o problema no intuito de se obter o maior PMC possível.

Terceiro Passo: Os parâmetros para o AG foram aqueles estabelecidos pela Tabela 5.1, considerando um número máximo de 100 gerações e população inicial de 30 indivíduos.

Quarto Passo: A população inicial foi definida conforme o carregamento tradicional, com cada área recebendo passo de carregamento igual de 1%. A partir desse ponto, o processo de resolução irá atuar tentando melhorar o desempenho do PMC.

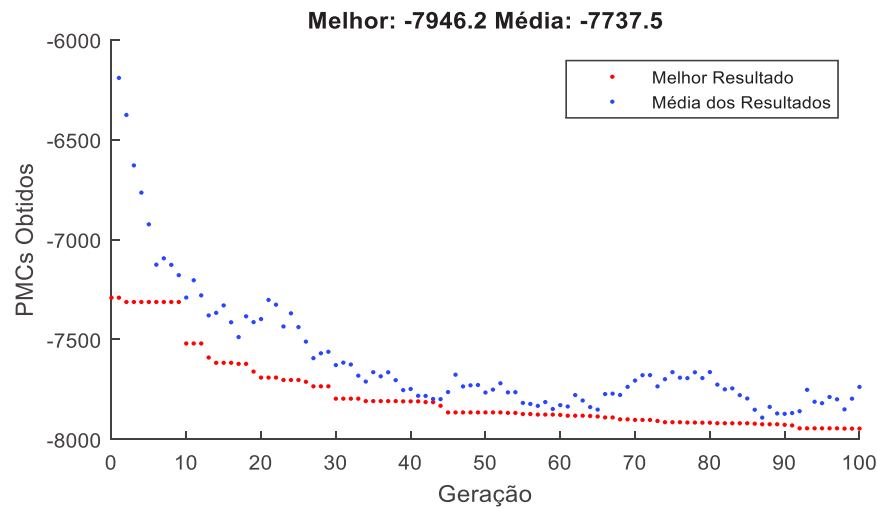
Quinto Passo: Foi feita a avaliação do PMC com base nos passos de carregamento definidos pelo quarto passo. Como na população inicial todos os indivíduos são os mesmos e iguais ao passo de carregamento tradicional, todos eles retornarão o PMC de 6,0495 MW.

Sexto Passo: Os critérios de parada foram avaliados, para verificar se os resultados obtidos no passo anterior foram satisfatórios. Como o número máximo de 100 gerações não foi ultrapassado e nem o limite máximo de gerações, que interrompe o processo quando por mais de 10 gerações, o resultado (PMC do melhor indivíduo da população) não sofre alterações dentro de uma tolerância pré determinada de 10^{-4} , o processo continua.

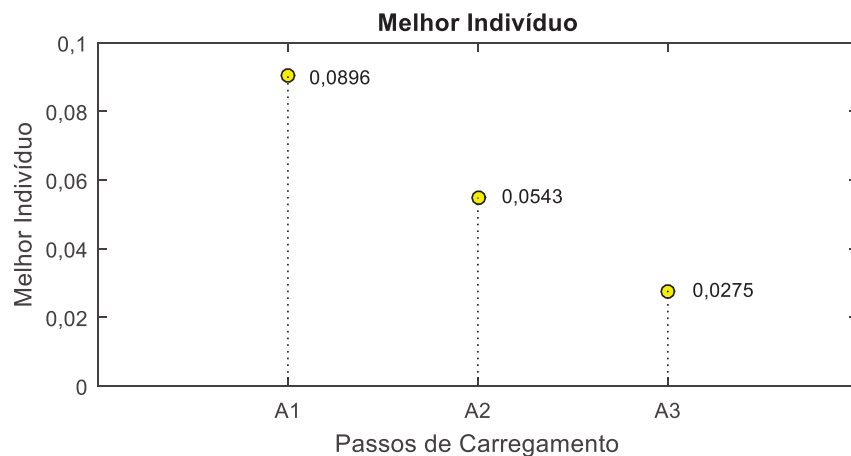
Sétimo Passo: Foi feita uma seleção da população, com base nos critérios estabelecidos no terceiro passo, de modo que a população foi alterada e para ser utilizada na geração seguinte. Ou seja, nesse ponto, a população a ser utilizada pelo AG na próxima geração já não é mais a mesma da primeira geração. Portanto, a partir daqui é iniciada uma geração subsequente e o procedimento de resolução retorna ao quinto passo.

A partir daí o processo continua, realizando a avaliação dos resultados para a segunda geração e assim sucessivamente, até um dos critérios de parada ser atingido. Os resultados finais obtidos estão exibidos na Figura 5.3 (a) e (b). Em (a) é apresentada a dispersão dos resultados a cada geração, destacando a média dos valores obtidos para a população e o melhor indivíduo da população para cada geração. O sinal negativo nos eixos e no título do gráfico indica que é um processo de otimização visando a maximização da função objetivo, uma vez que a configuração padrão para a resolução do AG é de minimização, portanto, no método proposto a função objetivo designada em (5.1) foi inserida no AG com sinal negativo, de modo a configurar a maximização desejada. Em (b) é destacado o melhor indivíduo obtido após o fim dos cálculos, o que por sua vez indica o passo de carregamento otimizado para o sistema escolhido.

Ao analisar com maiores detalhes a Figura 5.3 (a), percebe-se que o algoritmo utilizado pela metodologia proposta atuou severamente na melhoria dos resultados a cada iteração, especialmente até por volta da 45^a geração. A partir desse ponto ainda ocorreram evoluções no PMC, porém, com menor relevância até a centésima iteração. Esse comportamento indica que, especialmente a partir da 45^a geração o AG manteve parte da sua população próxima de um ponto de máximo para a função objetivo designada para o processo de solução.



(a)



(b)

Figura 5.3 - Resultados para otimização do PMC do sistema IEEE 4

Ao fim do processo de otimização, o indivíduo que ofereceu o melhor valor encontrado para a extensão do PMC do sistema IEEE 4 foi apresentado na Figura 5.3 (b), o que determina o passo de carregamento de 0,0896 para a área A1; de 0,0543 para área A2 e de 0,0275 para a área A3. Ou seja, a área que inicialmente detinha o menor valor de carga em relação às demais (A1, segundo dados da Tabela 4.1), foi aquela para a qual foi designado o maior passo de carregamento e a área que inicialmente já possuía maior carga (A3, também conforme apresentado pela Tabela 4.1) recebeu do AG o menor passo de carregamento. Essa estratégia de promover o carregamento com maior passo na região com menor carga inicial também foi o que permitiu ao caso D6, na seção 4.3.1, o desenvolvimento da maior margem

de carregamento para o sistema IEEE 4. Utilizar o menor carregamento para a área com maior carga inicial também contribui para essa questão e, da mesma maneira, esse critério também foi posto a prova no caso D6 da seção 4.3.1 e permitiu a obtenção de melhores resultados, no que tange ao PMC obtido.

O resultado obtido pelo AG forneceu ainda um PMC melhor do que aquele observado para o caso D6 na seção 4.3.1 e essa comparação pode ser observada na Figura 5.4, que apresenta a evolução das curvas PVs para esses dois casos e também para o caso base, com carregamento de mesmo passo para todas as áreas do sistema. Logo, pode-se depreender da análise da Figura 5.4 que o valor do PMC que já havia se estendido consideravelmente entre D0 e D6 evoluiu ainda mais entre D6 e DAG (curvas criadas de acordo com o passo de carregamento definido após o fim do procedimento de otimização).

Percebe-se ainda que as curvas D6 e DAG mantiveram o mesmo sentido, com as fases A e B com carregamento no sentido horário e a fase C no sentido anti-horário, o que não ocorreu no caso base D0, onde as curvas referentes às fases A e B apresentavam tendência de crescimento no sentido anti-horário e da fase C no sentido horário. Ou seja, esta análise evidencia que para um mesmo sistema trifásico desequilibrado com carga conectada em estrela, o sentido das curvas pode variar a depender do tipo de carregamento executado, mas sempre mantendo duas fases com tendência para um sentido em comum e a terceira fase com sentido oposto às demais.

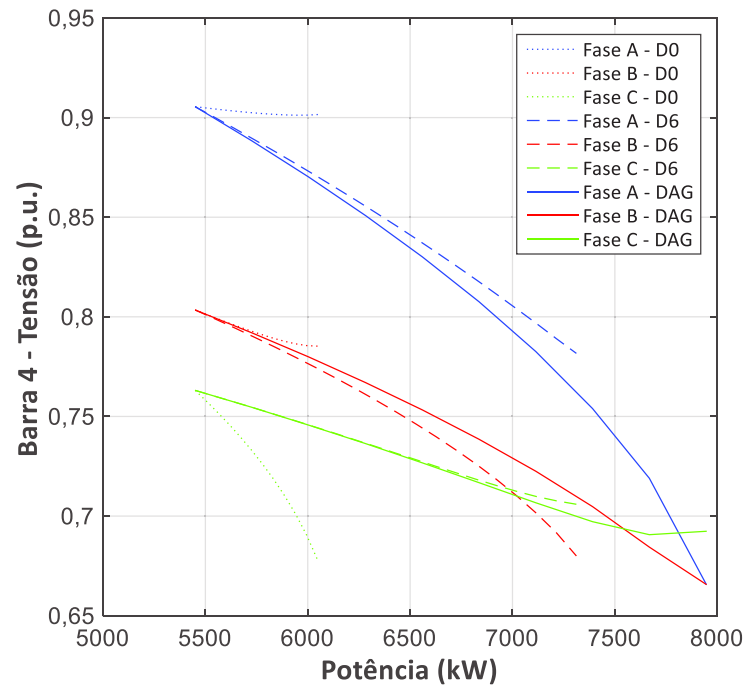


Figura 5.4 - Comparação das curvas PVs para os casos D0, D6 e DAG, para o sistema IEEE 4

A Tabela 5.2 apresenta uma comparação numérica entre os PMCs obtidos para os casos D0, D6 e DAG, após a otimização executada. Analisando os dados, pode-se perceber que os 20,87% de ganho no PMC providos pelo caso D6 foram largamente superados pelo resultado do AG, uma vez que DAG forneceu PMC superior ao caso base em 31,35%. Além disso, numa comparação somente com o caso D6, verificou-se um acréscimo de 8,67% em favor do PMC apresentado por DAG. Ou seja, foi possível comprovar através das análises executadas que ocorreu evolução considerável no PMC de um sistema por meio de uma alteração no procedimento de carregamento e ainda, que tal procedimento de carregamento pode ser otimizado e apresentar resultados ainda melhores.

Tabela 5.2 - Análise dos PMCs obtidos para IEEE 4 após otimização

	Casos		
	D0	D6	DAG
γ_{\max}	6,0495 MW	7,3120 MW	7,9462 MW
$\Delta\gamma_{\max\%}$ - D0	-	+20,87%	+31,35%
$\Delta\gamma_{\max\%}$ - D6	-17,27%	-	+8,67%

5.3.2. IEEE 37

O sistema IEEE 37 (IEEE, 2015) também foi submetido a otimização por meio do uso de algoritmos genéticos, inicialmente utilizando a subdivisão por áreas conforme apresentado na Figura 4.4 e detalhado na Tabela 4.4. Após uma análise inicial feita na seção 4.3.2, com a execução de testes com passos pré determinados em comparação com o caso base, chegou-se a conclusão de que dentre os casos testados, aquele que obteve melhor PMC foi o caso E3, conforme resultados exibidos na Tabela 4.5, portanto, nesta seção será apresentado o resultado dos passos de carregamento otimizados em comparação com o caso E3 e, novamente, com o caso base E0, no intuito de avaliar os resultados obtidos.

A Figura 5.5 apresenta o resultado do procedimento de otimização via AG para o sistema IEEE 37, considerando as áreas AT, AB e AM, referentes às barras trifásicas, bifásicas e monofásicas desta rede, conforme definido na Tabela 4.4. Nota-se, pelo gráfico exibido em (a), que já a partir da décima geração o processo chegou num valor próximo da solução final e que, a partir daí os indivíduos tenderam a permanecer dentro de determinada região de soluções que forneceu resultados próximos de um ponto de inflexão, o que pode ser verificado pela constância entre o melhor resultado e a média dos resultados. O limite inicial para finalizar o processo seria atingir 50 gerações, porém, como o mesmo melhor resultado se manteve em mais de 10 gerações, o procedimento de resolução foi interrompido antes da 50ª geração pelo critério de limite de parada por gerações, conforme estabelecido na Tabela 5.1.

Ainda segundo a Figura 5.5, desta vez no gráfico exibido em (b), é possível verificar que o melhor indivíduo obtido ao fim do procedimento de otimização manteve os passos de carregamento para duas das áreas escolhidas em valores iguais e praticamente nos mesmos valores anteriormente definidos como passos de carregamento para o carregamento tradicional do caso base E0. Porém, a grande diferença foi a obtenção de um valor distinto para a área AB, o que permitiu a obtenção de um PMC diferenciado para o caso EAG1, como será denominado o caso relacionado a este primeiro exemplo para o sistema IEEE 37.

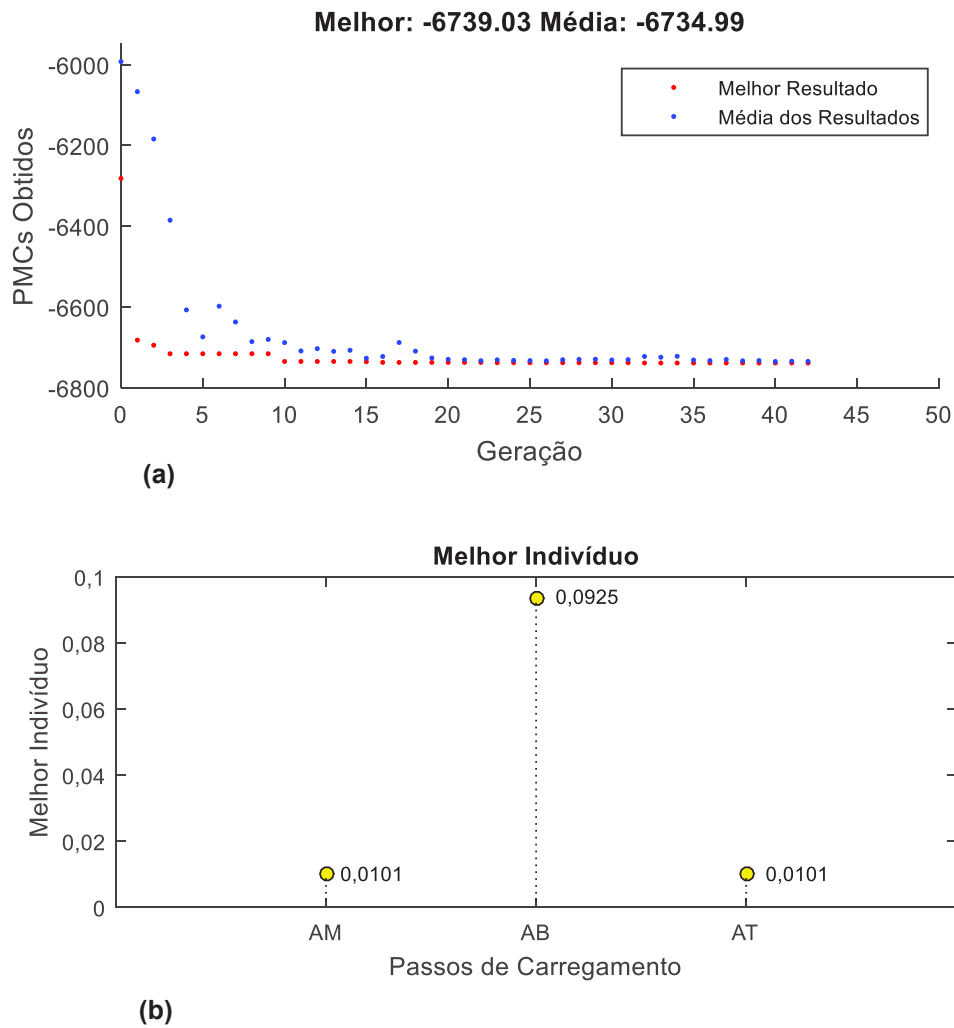
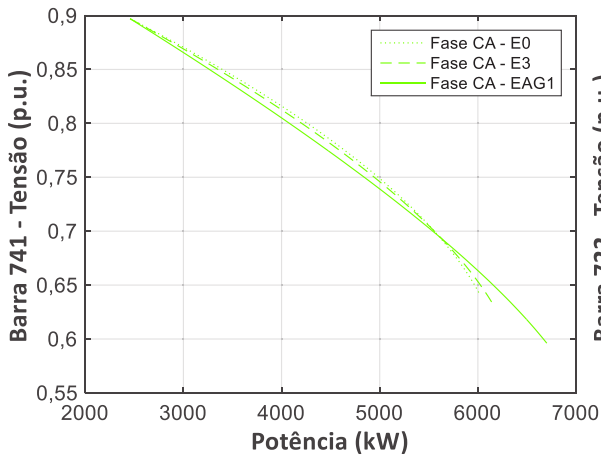
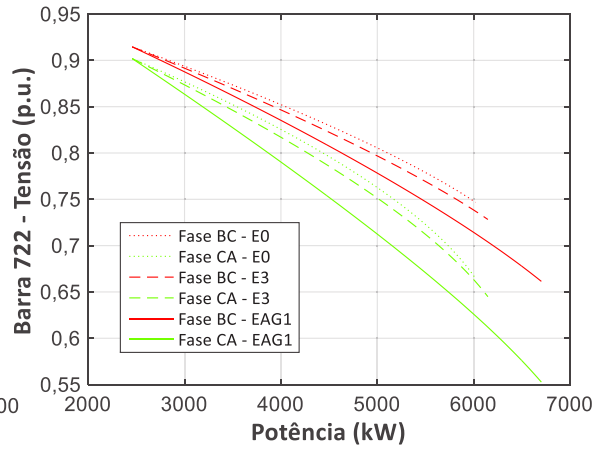


Figura 5.5 - Resultados para otimização do PMC do sistema IEEE 37 subdividido entre as Áreas AM, AB e AT.

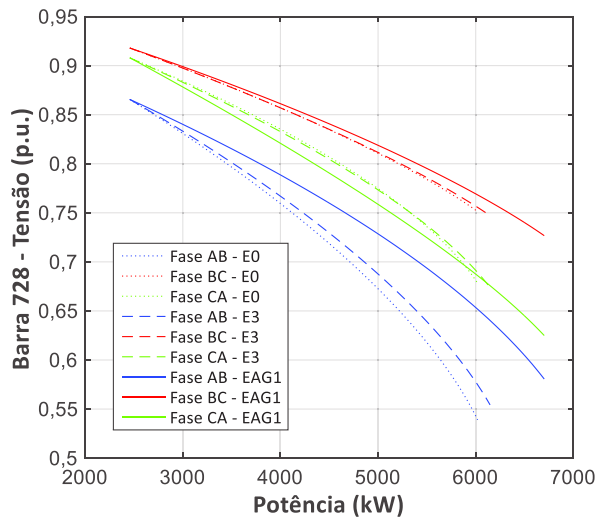
Portanto, na Figura 5.6 é apresentada uma comparação entre as curvas PVs obtidas para o caso base E0, para o melhor caso encontrado na seção 4.3.2, em termos do PMC para o sistema subdividido nas áreas AT, AB e AM, que foi o caso E3 e ainda, com as curvas de EAG1, relacionadas aos passos de carregamento definidos pelo procedimento de otimização exposto na Figura 5.5.



(a) Barra 741 representando área AM



(b) Barra 722 representando área AB



(c) Barra 728 representando área AT

Figura 5.6 - Comparação das curvas PVs para os casos E0, E3 e EAG1, para o sistema IEEE 37.

Ao analisar a Figura 5.6 (a), (b) e (c) percebe-se que para as barras representantes das três áreas ocorreu grande ganho no PMC para o caso EAG1, onde foram utilizados os passos de carregamento obtidos mediante o processo de otimização e esse ganho se mostrou significativo tanto em relação ao caso base E0, quanto ao caso E3. No caso da barra trifásica 728, percebe-se em (c) que o sentido de crescimento da curva se manteve igual para as todas as fases, no sentido horário, devido as cargas serem conectadas em delta. Na Tabela 5.3 o ganho no PMC para o caso EAG1 é apresentado numericamente, onde é possível verificar que a margem de carregamento foi superior em 11,95%, quando comparada a E0 e em 9,62% quando comparada a E3, resultados que configuram um aumento substancial no valor encontrado para o PMC após a otimização dos passos de carregamento.

Tabela 5.3 - Análise dos PMCs obtidos para IEEE 37, áreas AM, AB e AT após otimização

	Casos		
	E0	E3	EAG1
γ_{\max}	6,0197 MW	6,1474 MW	6,7390 MW
$\Delta\gamma_{\max\% - E0}$	-	+2,12%	+11,95%
$\Delta\gamma_{\max\% - E3}$	-2,08%	-	+9,62%

A otimização via AG, conforme método proposto neste capítulo, também foi utilizada para o sistema IEEE 37 considerando a divisão geográfica da rede, de acordo com o que foi definido no capítulo anterior pela Tabela 4.6. Para essa subdivisão do sistema, o caso base teve seu PMC superado pelo caso E6, conforme os resultados exibidos na seção 4.3.2, portanto, o caso EAG2, referente aos passos de carregamento obtidos por meio da otimização, serão comparados tanto com o caso base E0, quanto com o caso E6.

A Figura 5.7 apresenta os resultados obtidos para o processo de otimização por meio do uso de algoritmos genéticos. Pode-se perceber em (a) comportamento semelhante ao observado para o outro caso em que o método de otimização foi utilizado para o sistema IEEE 37 (Figura 5.5), pois a partir da 15ª geração o melhor resultado não sofreu mais alterações bruscas e que a média dos resultados quase sempre permanece com poucas alterações a partir desse ponto, o que pode indicar que a população inteira, ou grande parte dela, está numa região

próxima a um ponto de inflexão. Devido a esse comportamento, o procedimento de otimização foi interrompido antes da 50ª geração e parou na geração de número 40, por conta de atingir o limite máximo de 10 gerações com variações mínimas em torno do melhor indivíduo, critério de parada estipulado conforme os dados da Tabela 5.1. Em (b) verifica-se novamente comportamento similar ao obtido no caso tratado pela Figura 5.5, pois mais uma vez duas áreas receberam passos de carregamento idênticos, enquanto uma terceira região apresentou um valor diferente.

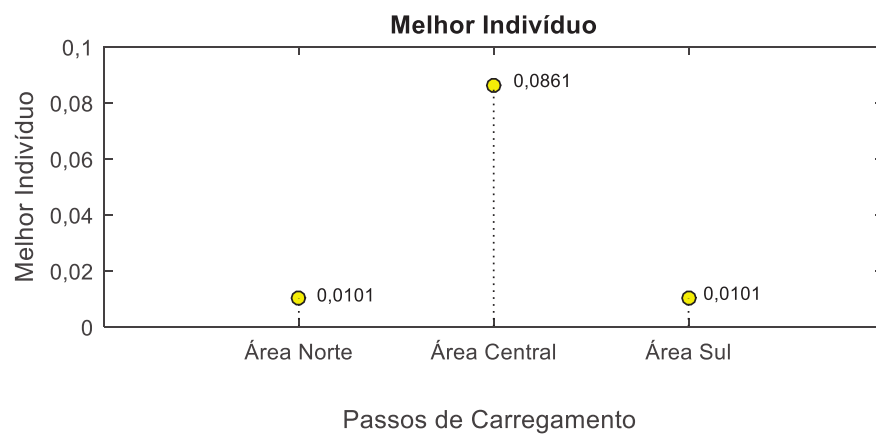
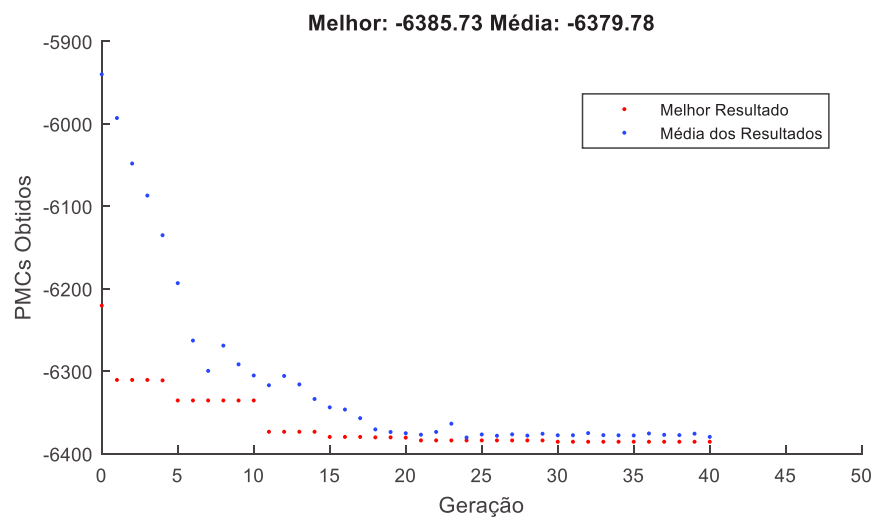


Figura 5.7 - Resultados para otimização do PMC do sistema IEEE 37 subdividido entre as Áreas Norte, Central e Sul.

A eficácia dos passos de carregamento escolhidos pelo AG e apresentados na Figura 5.7 (b) pode ser verificada através da comparação de EAG2 com os casos E6 e E0, conforme o exposto na Figura 5.8 (a), (b) e (c), representando barras das áreas Sul, Norte e Central, respectivamente. Portanto, analisando a Figura 5.8 nota-se que o PMC obtido por EAG2 foi superior ao apresentado em E6 e E0, conclusão que mais uma vez valida o método proposto. Novamente, a tendência de sentido horário permaneceu verdadeira para todas as fases do sistema e em todos os casos propostos.

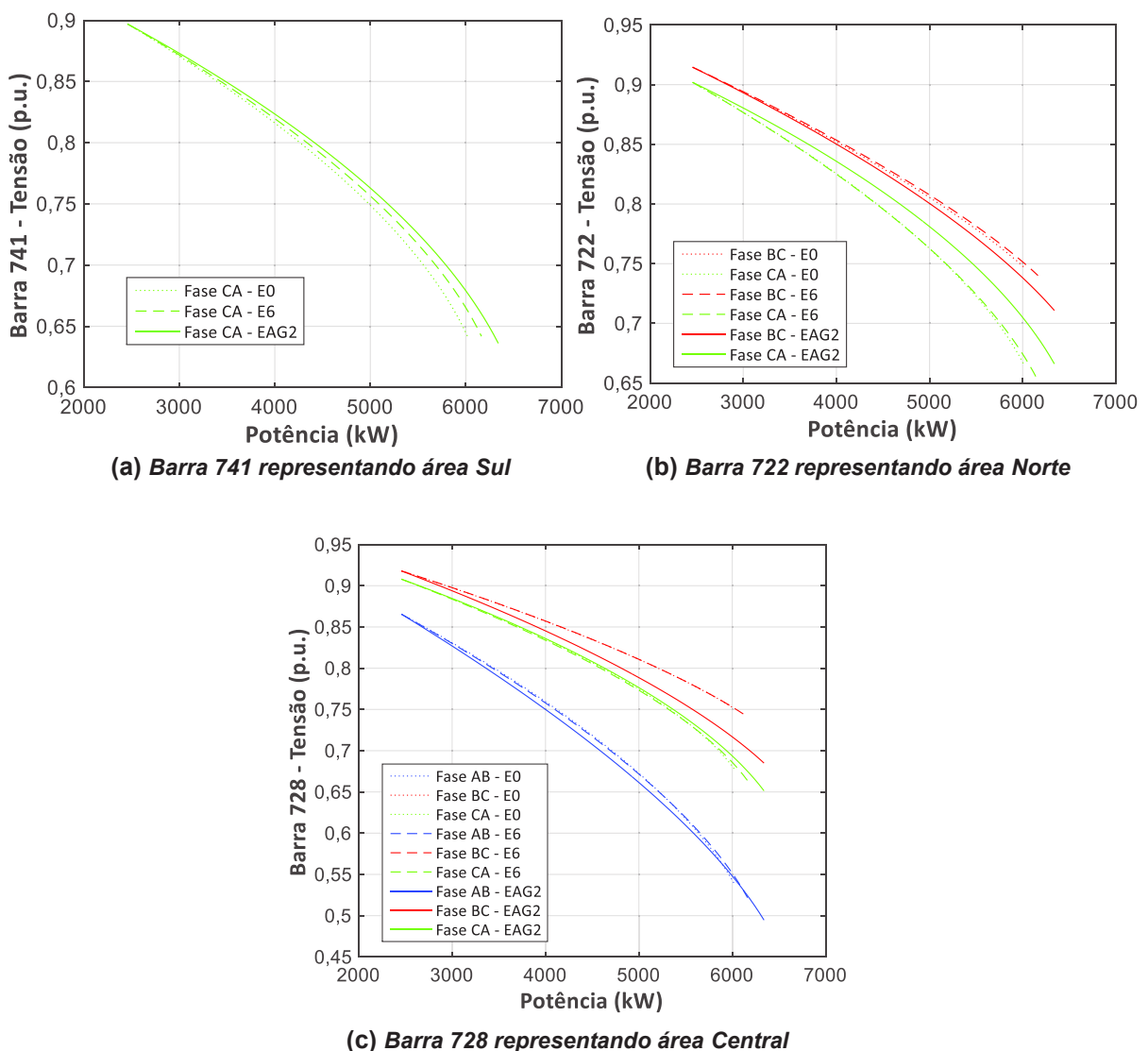


Figura 5.8 - Comparação das curvas PVs para os casos E0, E6 e EAG2, para o sistema IEEE 37

A Tabela 5.4 apresenta uma análise quantitativa dos PMCs obtidos para os casos E0, E6 e EAG2, onde é possível confirmar as observações feitas por meio da Figura 5.8, o que mais uma vez comprova a eficácia do método proposto para a otimização dos passos de carregamento de um sistema elétrico trifásico desequilibrado.

Tabela 5.4 - Análise dos PMCs obtidos para IEEE 37, áreas Norte, Central e Sul após otimização

	Casos		
	E0	E6	EAG2
γ_{\max}	6,0197 MW	6,1638 MW	6,3857 MW
$\Delta\gamma_{\max\%}$ - E0	-	+2,39%	+6,08%
$\Delta\gamma_{\max\%}$ - E6	-2,34%	-	+3,60%

5.3.3. IEEE 123

Para o caso do sistema IEEE 123 (IEEE, 2015), a análise do método proposto foi feita utilizando inicialmente as áreas definidas na seção 4.3.3, segundo a divisão estabelecida na Tabela 4.9 e ilustrada pela Figura 4.11. Para esta configuração do sistema, o caso que obteve melhores resultados em relação ao caso base foi F1, portanto, será feita uma comparação entre o caso base F0, F1 e FAG1.

Logo, aplicando o método de otimização utilizando a função objetivo proposta em (5.1) foram obtidos os resultados explícitos na Figura 5.9 (a) e (b), onde em (a) especificamente é possível verificar que a partir da 20ª geração a média dos resultados dos indivíduos da população se aproximou consideravelmente do melhor resultado, a partir de onde a variação no melhor resultado foi mínima, o que culminou na interrupção do processo na 46ª geração, devido ao limite das 10 últimas gerações terem fornecido o mesmo resultado (ponto de inflexão).

Na Figura 5.9 (b) é apresentado o melhor indivíduo, definindo os passos de carregamento a serem utilizados no caso FAG1. Percebe-se que a área AI, que contempla as barras com cargas do tipo corrente constante conectadas, apresentou o maior passo de carregamento, em detrimento de AZ e AP, que representam barras com cargas do tipo impedância e potência constante, respectivamente.

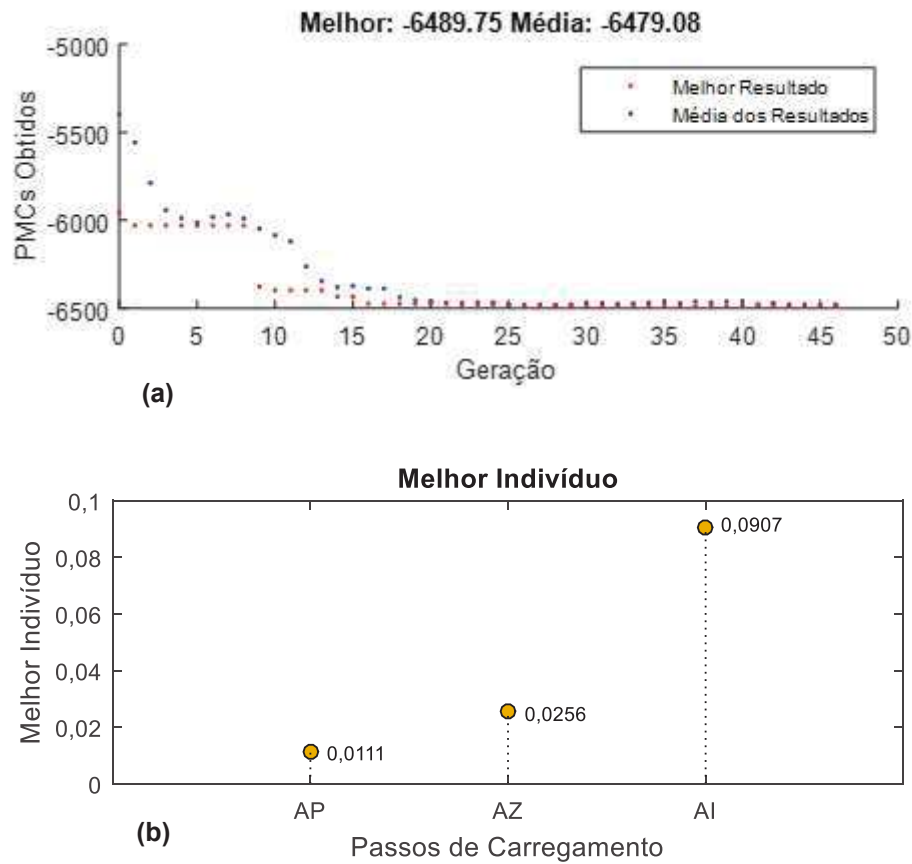
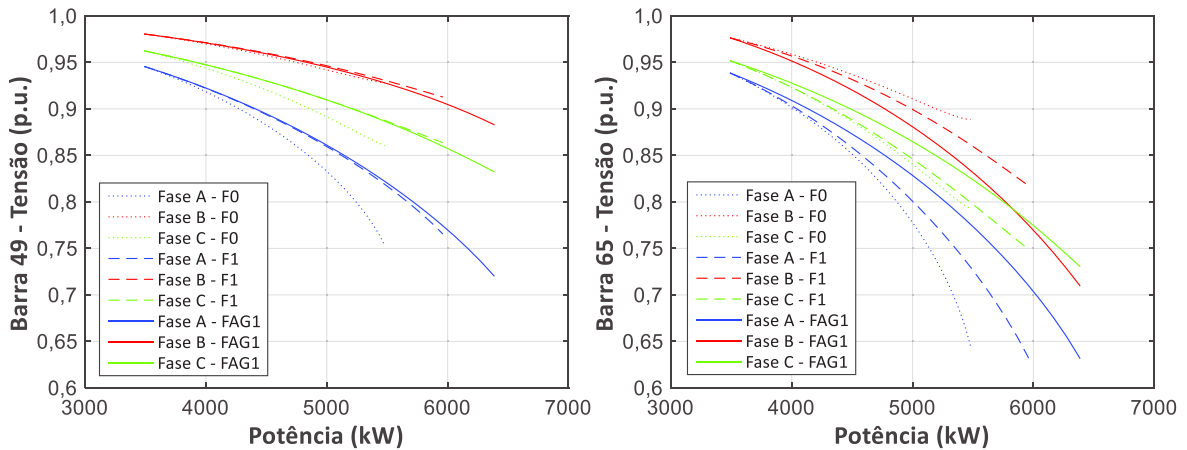


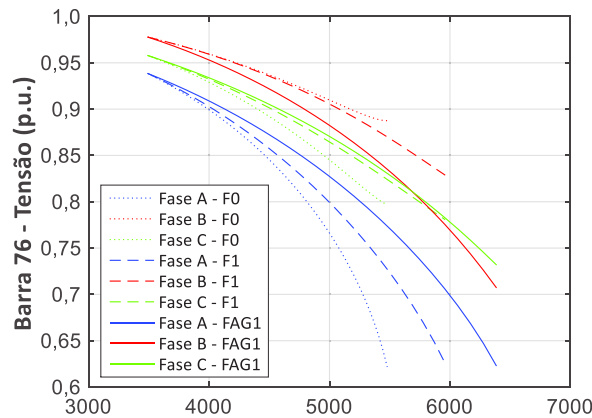
Figura 5.9 - Resultados para otimização do PMC do sistema IEEE 123 subdividido entre as Áreas AP, AZ e AI

A Figura 5.10 (a), (b) e (c) apresenta as curvas PVs para as barras 49, 65 e 76 respectivamente, contemplando os casos F0 e F1 em comparação com o caso FAG1, que utilizou os passos de carregamento expostos na Figura 5.9 (b). Analisando os gráficos, nota-se que o PMC obtido para o caso FAG1 foi superior em relação aos demais.



(a) Barra 49 representando área AP

(b) Barra 65 representando área AZ



(c) Barra 76 representando área AI

Figura 5.10 - Comparação das curvas PVs para os casos F0, F1 e FAG1, para o sistema IEEE 123.

Uma análise comparativa entre os PMCs obtidos para cada um dos três casos analisados também pode ser vista na Tabela 5.5, onde é possível perceber mais uma vez que o PMC oriundo do caso otimizado FAG1 apresentou resultados melhores do que os demais casos, superando F1 em 8,88% e F0 em 18,44%, o que configura ganho substancial na margem de carregamento em relação a utilização do carregamento tradicional entre as fases, representado por F0.

Tabela 5.5 - Análise dos PMCs obtidos para IEEE 123, áreas AP, AZ e AI após otimização

	Casos		
	F0	F1	FAG1
γ_{\max}	5,4793 MW	5,9605 MW	6,4897
$\Delta\gamma_{\max\%}$ - F0	-	+8,78%	+18,44%
$\Delta\gamma_{\max\%}$ - F1	-8,07%	-	+8,88%

Quando o método proposto é utilizado no sistema IEEE 123 subdividido geograficamente em outras três áreas (Oeste, Central e Leste), de acordo com o exposto pela Tabela 4.10 na seção 4.3.3, os casos a serem analisados passam a ser F0, por ser o caso base com carregamento tradicional; o caso F4, devido a ter obtido melhor desempenho para esta subdivisão de áreas no capítulo anterior e o caso FAG2, que exibirá os resultados para situação de passos de carregamento otimizado, segundo o método proposto.

Portanto, a Figura 5.11 (a) demonstra o processo para a busca do AG pela solução, onde se pode verificar que há uma variação substancial no melhor resultado encontrado até a 3ª geração, a partir de onde o algoritmo aproxima os indivíduos da população em pontos próximos até a 28ª geração, quando passa a ocorrer certa melhora na solução apresentada, que evolui novamente depois da 34ª e novamente na 37ª gerações, com os resultados se aproximando da região final de solução, culminando no resultado otimizado apresentado em (b) na 50ª geração, com passos de carregamento de 0,0104; 0,0982 e 0,0949; para as áreas Oeste, Central e Leste, respectivamente.

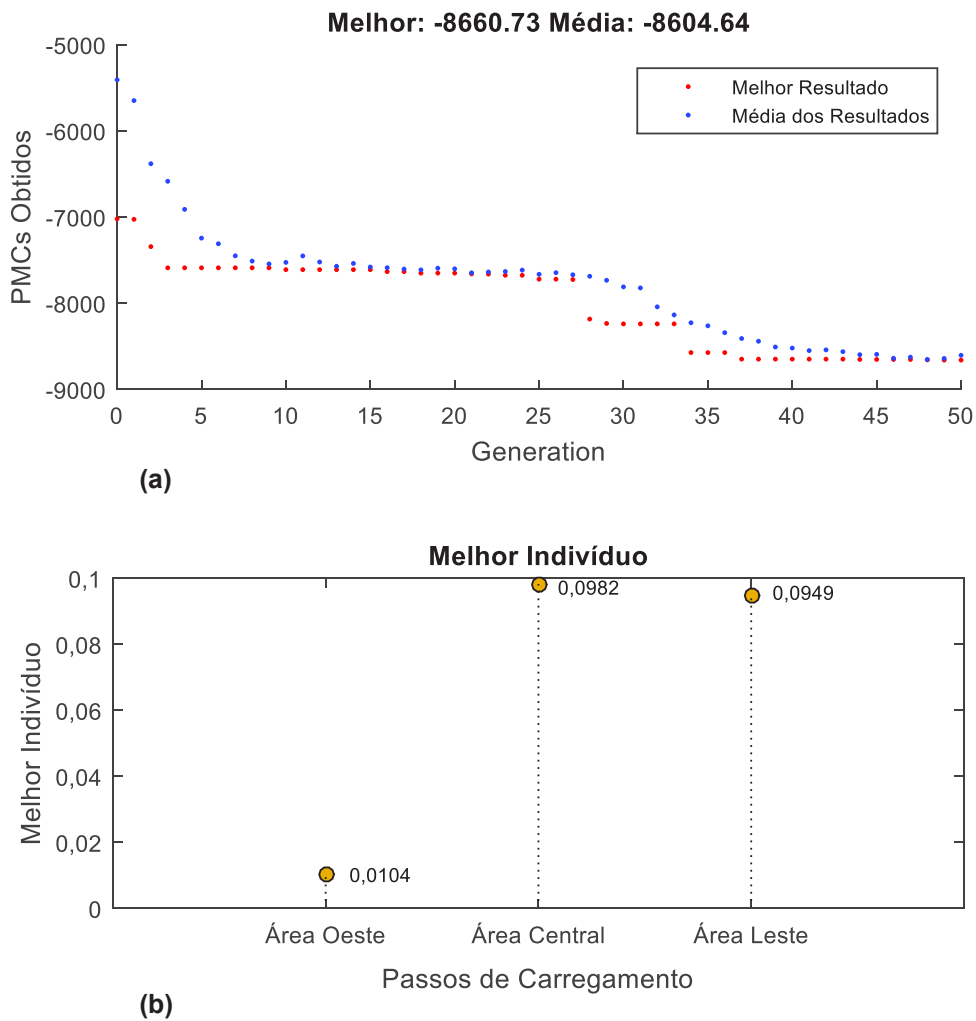
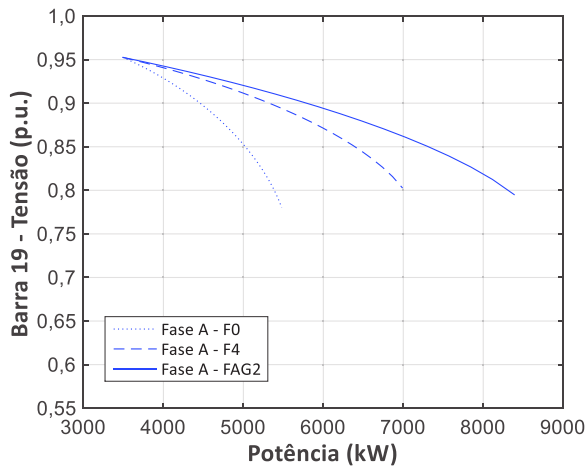
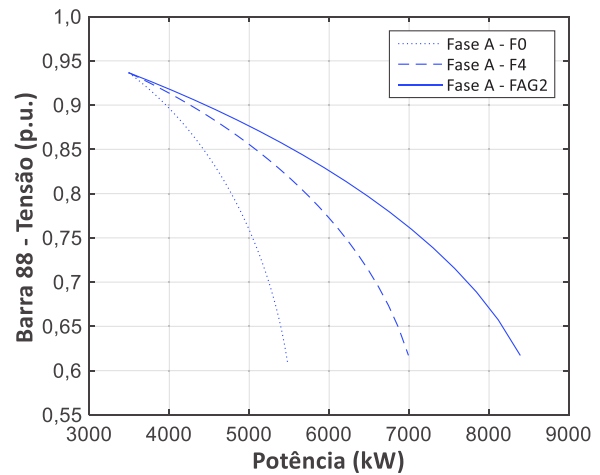


Figura 5.11 - Resultados para otimização do PMC do sistema IEEE 123 subdividido entre as áreas Oeste, Central e Leste

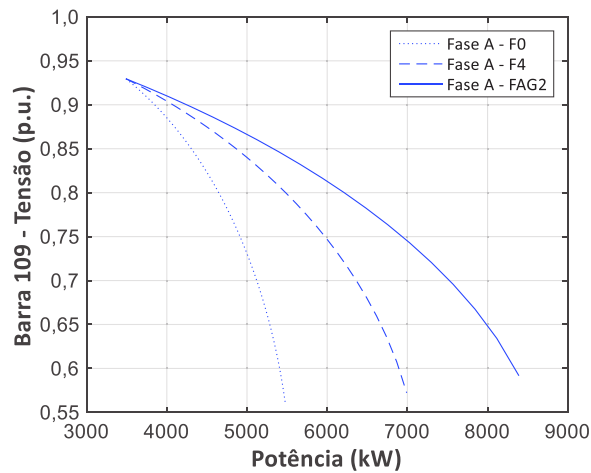
As curvas PVs geradas para cada um desses casos, em relação às barras monofásicas 19, 88 e 109, que representam as áreas Oeste, Central e Leste, respectivamente, estão apresentadas na Figura 5.12 (a), (b) e (c), onde é possível verificar a eficácia do método de otimização proposto, uma vez que o PMC do caso FAG2 apresenta resultados bastante superiores àqueles fornecidos pelos demais casos. Na Tabela 5.6 esta superioridade no PMC de FAG2 é quantificada, demonstrando novamente que os ganhos obtidos pela utilização do método proposto foram muito relevantes.



(a) Barra 19 representando área Oeste



(b) Barra 88 representando área Central



(c) Barra 109 representando área Leste

Figura 5.12 - Comparação das curvas PVs para os casos F0, F4 e FAG2, para o sistema IEEE 123.

Tabela 5.6 - Análise dos PMCs obtidos para IEEE 123, as áreas Oeste, Central e Leste após otimização

	Casos		
	F0	F4	FAG2
γ_{\max}	5,4793 MW	6,9914 MW	8,6607 MW
$\Delta\gamma_{\max\% - F0}$	-	+27,60%	+58,06%
$\Delta\gamma_{\max\% - F4}$	-21,63%	-	+23,88%

O sistema IEEE 123 foi novamente submetido ao método proposto, desta vez utilizando como base a divisão do sistema em quatro áreas, de acordo com o apresentado pela

Tabela 4.12. Os resultados obtidos foram apresentados na Figura 5.13, onde é possível verificar em (a) que o processo de otimização terminou na 50ª geração, com ajuste significativo da população entre as primeiras 5 gerações, estabilizando num valor próximo do melhor resultado obtido já por volta da 28ª geração. Em (b) é apresentado o melhor indivíduo, onde se pode observar que, assim como o caso F7, que obteve melhores resultados na seção 4.3.3, o caso otimizado manteve o menor carregamento na área I, região mais próxima da subestação. Essa estratégia permite um nível de tensão maior em todo o sistema e, conseqüentemente, uma maior margem para quedas de tensão e acréscimos de cargas nas outras áreas, uma vez que as quedas na região próxima da subestação foram reduzidas.

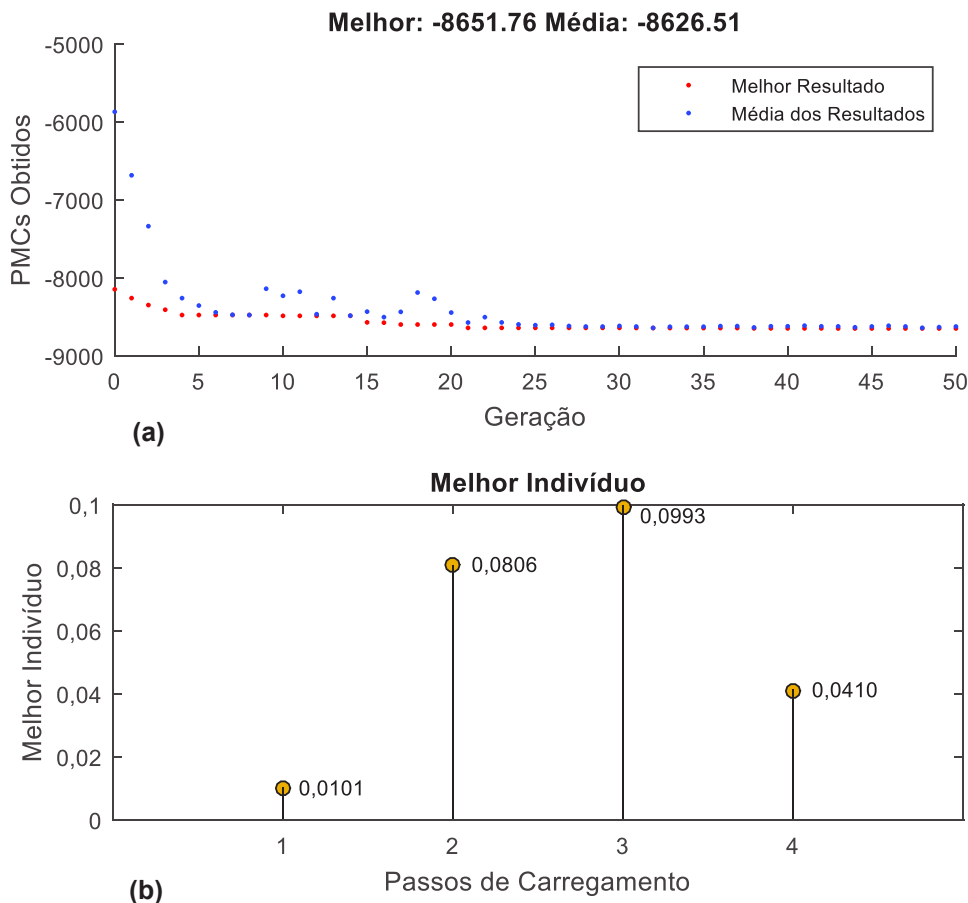


Figura 5.13 - Resultados para otimização do PMC do sistema IEEE 123 subdividido entre quatro áreas.

A Figura 5.14 ilustra o ganho no PMC obtido nas quatro áreas, através da representação de cada uma delas pelas barras monofásicas 4, 30, 50 e 85, onde foi possível verificar que o uso do método de otimização proposto permitiu um aumento substancial na

margem de carramento não só em relação ao caso base, como também em relação a F7. A Tabela 5.7 apresenta uma comparação percentual entre os PMCs calculados, comprovando a vantagem de FAG3 em relação aos demais casos testados.

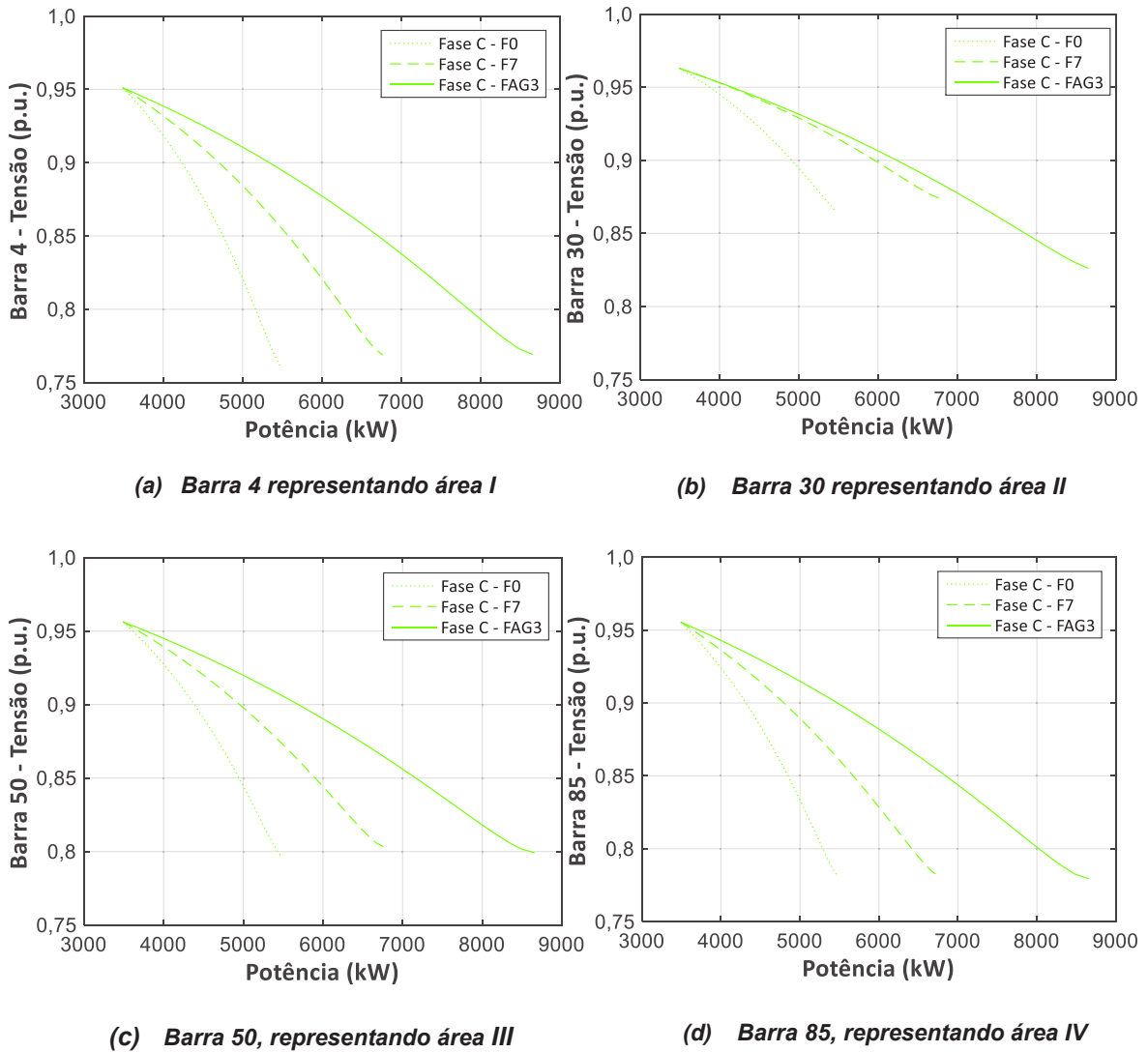


Figura 5.14 - Comparação das curvas PVs para os casos F0, F7 e FAG3, para o sistema IEEE 123.

Tabela 5.7 - Análise dos PMCs obtidos para IEEE 123, as áreas I, II, III e IV após otimização

	Casos		
	F0	F7	FAG3
γ_{\max}	5,4793 MW	6,7659 MW	8,6518 MW
$\Delta\gamma_{\max\%}$ - F0	-	+23,48%	+57,90%
$\Delta\gamma_{\max\%}$ - F7	-19,02%	-	+27,87%

Ao longo deste capítulo foi possível observar que o método proposto para a otimização dos passos de carregamento do sistema foi capaz de fornecer resultados muito superiores aos casos bases (com os mesmos passos de carregamento para todos os nós da rede) de cada sistema IEEE estudado, superando ainda os melhores casos testados no capítulo anterior, que foram indicativos da possibilidade do carregamento distinto entre áreas de um sistema elétrico. Foi possível concluir ainda que, em algumas situações, nas áreas com menor carga inicial o passo de carregamento tendeu a ser maior do que nas demais áreas e o contrário aconteceu para as regiões com maior carga inicial. Em outras situações, um fator relevante para o aumento do PMC foi a designação do menor passo de carregamento para a área mais próxima da subestação. Ou seja, a depender das características específicas de cada rede, como o carregamento inicial e a geometria do sistema, a estratégia de carregamento distinto entre áreas terá impacto diferente na segurança de tensão do sistema.

6. Conclusão

6.1. Considerações Finais

Ao longo deste trabalho foram apresentados comportamentos específicos de componentes de um sistema elétrico trifásico desequilibrado que têm interferência na análise da segurança de tensão de uma rede elétrica. Pôde-se perceber, mediante uma verificação dos trabalhos existentes na literatura, que algumas situações comuns especialmente em sistemas de distribuição até então não haviam sido submetidas a uma análise mais profunda, o que acabava resultando num conhecimento superficial a cerca do impacto em termos da segurança de tensão.

Foi realizada uma análise da influência dos modelos típicos e das conexões físicas das cargas em um sistema elétrico, de onde se pôde concluir que sistemas com carga modelada como do tipo potência constante tendem a fornecer um PMC mais reduzido em relação a sistemas com carga modelada como do tipo corrente constante e impedância constante. Em relação a esses dois últimos, o modelo do tipo impedância constante ainda permite a obtenção de um PMC superior. Para os tipos de conexões trifásicas, a ligação em estrela apresentou PMCs menores para todos os casos verificados, em comparação com a ligação do tipo delta.

Além disso, testes foram realizados considerando o impacto das impedâncias mútuas de alimentadores em paralelo num sistema de distribuição e foi possível concluir que há um impacto significativo na diminuição da margem de carregamento de um sistema elétrico de distribuição, quando esse tipo de situação é considerada, mas também que é um ponto que pode ter suas consequências reduzidas, caso sejam utilizados equipamentos de controle de tensão na rede (reguladores, ou transformadores de tape variável, por exemplo). Foi também observado que os cabos neutro e de aterramento contribuem para os impactos das impedâncias mútuas entre alimentadores. Ou seja, pode se concluir que, em termos práticos, é importante que o projeto para a inclusão de novos alimentadores em uma rede de distribuição deva considerar a influência exercida pelas impedâncias mútuas entre os alimentadores já existentes.

Este trabalho também propôs um método para análise de sensibilidade de tensão focada na análise dos nós de um sistema desequilibrado multifásico, extrapolando o conceito existente anteriormente na literatura (KUNDUR, 1994), que tratava apenas da sensibilidade de tensão em relação às barras para um sistema monofásico equivalente. Com base nessa nova

abordagem, foi possível verificar que para um sistema elétrico trifásico desequilibrado, o modelo das cargas não interfere na análise de sensibilidade da fase crítica, porém, o tipo de conexão tem relevância nesse ponto e pode promover uma alteração na fase mais sensível a variações de tensão.

Foi ainda feita uma análise relacionada ao trabalho de Zhang, Ju e Handschin (2005), onde foi observado que as curvas PVs de um sistema elétrico trifásico desequilibrado tendem a ter sentidos de crescimento com pelo menos uma das fases em sentido oposto ao das demais. Pôde-se avaliar que esta questão se mostrou verdadeira nos casos testados neste trabalho apenas quando a carga está conectada em estrela, pois nos sistemas com carga conectada em delta foi percebido que o sentido das curvas se manteve o mesmo para as três fases, em todas as situações analisadas. Também foi avaliado que o sentido das curvas pode ser alterado a depender da maneira como o carregamento é realizado e que a própria avaliação da tensão de uma fase em relação à terra ou ao neutro pode fornecer sentidos diferentes para a curva. Essa análise é especialmente importante, uma vez que a parte estável da curva PV não necessariamente sempre será a parte superior da curva.

Também foi possível avaliar que os sistemas desequilibrados sob estudo neste trabalho tenderam a desenvolver margem de carregamento inferior quando comparados a sistemas equilibrados, portanto, pode-se dizer que de fato é uma estratégia favorável à segurança de tensão procurar reduzir o desequilíbrio entre as cargas em cada uma das fases de uma rede de distribuição, além de outros ganhos relacionados. Essa análise foi ampliada, quando foi realizada a verificação de que uma alteração das cargas entre as fases do sistema gera curvas PVs diferentes em relação ao caso inicial, algo que pode inclusive afetar o PMC do sistema, portanto, notou-se que uma correta distribuição de cargas entre as fases pode permitir alcançar uma maior margem de carregamento para um sistema elétrico. Ou seja, foi observado que permutar cargas desequilibradas entre as fases, em sistemas com alimentadores desequilibrados, pode produzir impactos significativos para a segurança de tensão e, conseqüentemente, a transposição de fases entre tais alimentadores pode ser suficiente para melhorar aspectos relacionados à segurança de tensão em um sistema de distribuição.

Outra contribuição deste trabalho foi a investigação da existência de múltiplas soluções na resolução de um fluxo de potência continuado e a sua influência na análise da segurança de tensão de um sistema. Foi possível observar que em um mesmo sistema pode-se obter soluções distintas, inclusive soluções estáveis e instáveis, ou que fornecem PMCs e curvas

PVs com formatos diferentes, a depender das condições iniciais utilizadas para a resolução do fluxo de potência continuado, o que é um assunto relevante para ser tratado e trazido para a comunidade da área de engenharia elétrica, uma vez que alguns softwares comerciais não conseguem detectar a existência desse fenômeno. Foi observado que a obtenção de múltiplas soluções depende da existência de parte das cargas serem do tipo potência constante, do sistema possuir aterramentos e de ser desequilibrado.

A questão das descontinuidades nas curvas PVs também foi analisada considerando essa questão, onde foi percebida a possibilidade de uma descontinuidade poder ser parte de outra solução para aquele mesmo sistema, que inclusive pode ser uma solução estável. Foi observado também neste trabalho que por conta da existência das múltiplas soluções é muito importante ter atenção quanto aos resultados obtidos, devido a possibilidade de se obter um falso ponto de máximo carregamento na análise multifásica do sistema com valores muito mais elevados que PMCs factíveis. O falso PMC pode ser verificado, por exemplo, pelas características do sistema apresentarem correntes elevadas, acima dos valores necessários para ativação da proteção; pela apresentação de curvas PVs instáveis etc.

Além das análises mais apuradas em relação a alguns itens particulares de um sistema trifásico desequilibrado, quando se trata da segurança de tensão desse sistema, foi proposto um método para a realização do carregamento de uma rede elétrica por meio de passos distintos de carga para áreas previamente definidas. Inicialmente foi possível avaliar que o PMC sofre alterações importantes quando o carregamento é realizado de maneira diferente da forma tradicional. Além disso, foi verificado que é possível alterar a região do sistema que é a mais suscetível a um colapso de tensão com a alteração no carregamento entre as áreas do sistema de modo que tal região receba menos carga em relação às demais, o que é uma informação bastante relevante para a previsão de acréscimo de cargas em uma rede elétrica, quanto a possibilidade de alteração da região crítica para um colapso de tensão.

Após a verificação de que existiria um possível ganho no PMC de um sistema elétrico mediante a utilização de uma estratégia de carregamento individualizada por áreas específicas da rede, foi proposto um método de otimização com base em algoritmos genéticos para possibilitar a obtenção de passos de carregamento que pudessem maximizar o valor do PMC para um sistema elétrico trifásico desequilibrado. Pôde-se avaliar que o método proposto permitiu ganhos substanciais na margem de carregamento dos sistemas avaliados através de critérios diferentes a depender do tipo de rede analisada. Estratégias como a designação de

passos de carregamento maiores para áreas com carga inicial reduzida e menores para áreas com maior carga inicial permitiu a obtenção de uma margem de carregamento maior em relação ao caso base em algumas situações, enquanto em outras oportunidades a utilização de um passo de carregamento inferior nas imediações da subestação forneceram melhores resultados na análise final do PMC.

Pode-se elencar como contribuições relevantes do método para o carregamento individualizado por áreas, que é uma estratégia que reflete a ocorrência de possíveis situações reais, nas quais o carregamento do sistema pode acontecer de maneira distinta entre regiões diversas da rede, o que até então não foi abordado na literatura no âmbito dos sistemas de distribuição. Esse método permitiu a viabilidade de implementação de um carregamento executado de forma diferente do tradicional, abrindo um horizonte para a verificação da segurança de tensão em sistemas elétricos de distribuição, de modo que, na prática se torna possível saber quais áreas de uma rede tem maiores condições de receber cargas e quando será necessário atuar preventivamente, por exemplo, na inserção de controles de tensão ou no planejamento da expansão da rede em pontos específicos.

Em linhas gerais, pode-se afirmar que os resultados fornecidos por esse trabalho contribuem de maneira bastante relevante não só para um melhor entendimento da influência de vários itens específicos de sistemas elétricos trifásicos desequilibrados em relação à análise da segurança de tensão, mas também para a aplicação de abordagens diferenciadas de carregamento nos sistemas levando a maiores benefícios.

Alguns resultados encontrados contribuíram para dar sequência a estudos de trabalhos anteriores e definir ou desenvolver melhor e de forma mais criteriosa os resultados por eles obtidos anteriormente. Além disso, o método proposto para carregamento distinto entre áreas de um sistema, com passos de carregamento escolhidos de forma otimizada permitiu trazer evoluções na margem de carregamento dos sistemas testados e pode servir como ponto de partida para outros estudos relacionados.

6.2. Sugestões para Trabalhos Futuros

Os assuntos tratados neste trabalho permitem a abertura de um horizonte para maiores investigações de alguns dos temas aqui abordados. Em termos dos resultados obtidos para as análises de itens específicos de um sistema trifásico desequilibrados e em relação a

questão dos passos distintos de carregamento para áreas pré-definidas, pode-se considerar evoluir nos estudos abaixo discriminados:

- Apurar a abordagem matemática para justificar os impactos dos modelos de cargas no PMC de sistemas desequilibrados;
- Desenvolver uma abordagem matemática para justificar os impactos dos tipos de conexões de cargas no PMC de sistemas desequilibrados;
- Criar método que permita encontrar e quantificar quais os pontos específicos de um sistema que podem assumir mais ou menos carga a cada ponto de um processo de carregamento;
- Realizar uma análise aprofundada dos efeitos do uso de rotação de cargas entre as fases e os respectivos impactos nos índices de desempenho dos sistemas em estudo, utilizando técnicas de otimização;
- Criar método para garantir o máximo PMC em sistemas multifásicos desequilibrados;
- Investigar especificamente os pontos com soluções instáveis e descontinuidades nas curvas PVs, de modo que seja possível criar um método que possa fornecer os pontos iniciais de solução para a geração completa de uma solução estável embutida dentro da curva descontínua.
- Investigar se o uso de estratégias de otimização diferentes do AG podem fornecer resultados superiores aos obtidos através dessa técnica;
- Implementar diferentes funções objetivo para a otimização dos passos de carregamento distinto por áreas, por exemplo buscando diminuir as perdas ao longo da margem de carregamento do sistema;
- Utilizar os conceitos apresentados neste trabalho para criar método capaz de identificar a melhor localidade para instalação de geração distribuída em uma rede elétrica de distribuição.

Bibliografia

ABDEL-AKHER, M. et al. An approach to determine a pair of power-flow solutions related to the voltage stability of unbalanced three-phase networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, Agosto 2008. ISSN 3.

ABUL'WAFI, A. R. Optimal capacitor placement for enhancing voltage stability in distribution systems using analytical algorithm and Fuzzy real coded GA. **International Journal of Electrical. Power Energy Systems**, p. 246-252, Fevereiro 2014.

ADUSUMILLI, B. S.; KUMAR, B. K. Modified affine arithmetic based continuation power flow analysis for voltage stability assessment under uncertainty. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 12, p. 4225 - 4232, 2018.

AHMADI, H.; KHANABADI, M.; GHASEMI, H. **Transmission system reconfiguration for congestion management ensuring transient and voltage stability**. 13th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC). [S.I.]: [s.n.]. 2013. p. 22-26.

AJJARAPU, V.; CHRISTY, C. The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, 7, February 1992.

ANDERSON, P. M. **Analysis of faulted power systems**. New York: IEEE Press Power Systems Engineering Series, 1995.

ANEEL. **PRODIST: Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional**. [S.I.]. 2018.

ARAUJO, L. R. D. Uma contribuição ao fluxo de potência ótimo aplicado a sistemas de potência trifásicos utilizando o método dos pontos interiores. **COPPE/UFRJ - Tese de doutorado**, p. 285, 2005.

ARAUJO, L. R. D. et al. Sensitivity analysis of convergence characteristics in power flow methods. **Electrical Power and Energy Systems**, p. 9, 2017.

ARAUJO, L. R. D. et al. Optimal unbalanced capacitor placement in distribution systems for voltage control and energy losses minimization. **Electric Power Systems Research**, v. 154, p. 110-121, 2018.

ARAUJO, L. R. et al. Voltage security assessment on unbalanced multiphase distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, 2015. ISSN 6.

ARAUJO, L. R. et al. A study of neutral conductors and grounding impacts on the load-flow solutions of unbalanced distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, 2016. ISSN 5.

ASGHARI, S. S. et al. **A multi-objective optimal power flow model for transient and voltage stability improvement**. IEEE 7th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES). [S.I.]: [s.n.]. 2017.

BAYAT, A. Uniform voltage distribution based constructive algorithm for optimal reconfiguration of electric distribution networks. **Electric Power Systems Research**, v. 104, p. 146-155, 2013.

BERNSTEIN, A. et al. Load-flow in multiphase distribution networks: existence, uniqueness, non-singularity, and linear models. **IEEE Transactions on Power Systems (Early Access)**, Abril 2018.

CHEN, T.-H. et al. Three-phase cogenerator and transformer models. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 6, p. 1671-1681, October 1991. ISSN 4.

CHOU, H.-M.; BUTLER-PURRY, K. L. Investigation of voltage stability in unbalanced distribution systems with DG using three-phase current injection based CPF. **PES General Meeting | Conference & Exposition IEEE**, July 2014. 1 - 5.

CHURCH, C. et al. Voltage collapse detection using Ant Colony Optimization for smart grid applications. **Electric Power Systems Research**, v. 81, n. 8, p. 1723-1730, Agosto 2011.

COSTA, V. M. D.; MARTINS, N.; PEREIRA, J. L. R. Developments in the Newton Raphson power flow formulation based on current injections. **IEEE Transactions in Power Systems**, v. 14, p. 1320-1336, November 1999. ISSN 4.

DUGAN, R. C.; MCDERMOTT, T. E. An open source platform for collaborating on smart grid research.. **IEEE Proc power and energy society general meeting**, p. 1-7, 2011.

GAN, R. et al. **Static voltage stability analysis based on improved continuous power flow**. TENCON - IEEE Region 10 Conference. [S.l.]: [s.n.]. 2015.

GARCIA, P. A. N. et al. Three-phase power flow calculations using the current injection method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 15, n. 2, p. 508-514, 2000.

HOLLAND, J. H. **Adaptation in natural and artificial system**. [S.l.]: The University of Michigan Press, 1975.

IEEE. Test feeders, 2015. Disponivel em: <<http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/>>. Acesso em: Agosto 2018.

IEEE STD 399. **IEEE recommended practice for industrial and commercial power systems analysis - Brown book**. [S.l.]: [s.n.], 1997.

IEEE TASK FORCE ON LOAD REPRESENTATION. **Bibliography on load models for power flow and dynamic performance simulation**. 1. ed. [S.l.]: [s.n.], v. 10, 1995. 5223-538 p.

IEEE/CIGRE JOINT TASK FORCE. Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. **IEEE Transactions on Power Systems**, 19, Agosto 2004. 1387 - 1401.

JU, Y. et al. Loop-analysis-based continuation power flow algorithm for distribution networks. **IET Generation, Transmission & Distribution**, p. 1284 - 1292, 2014.

KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. **IEEE Distribution System Analysis Subcommittee Report**, <http://ewh.ieee.org/soc/dsacom/testfeeders.html>, 2000.

KERSTING, W. H. The modeling and analysis of parallel distribution lines. **IEEE Transactions on Ind. Applications**, p. 1126–32., 2006.

KERSTING, W. H. **Distribution system modeling and analysis**. [S.l.]: CRC Press, 2017. 526 p.

KORUNOVIC, L. et al. Recommended parameter values and ranges of most frequently used static load models. **IEEE Transactions on Power Systems**, Maio 2018.

KUNDUR, P. **Power system stability and control**. [S.l.]: Mc Graw Hill, 1994.

LEITE, L. C. G.; COSTA, V. M. D. Fluxo de potência continuado via equações de injeção de corrente. **Revista Controle & Automação**, 14, Outubro, Novembro e Dezembro 2003.

MATHWORKS. FMINCON - Find minimum of constrained nonlinear multivariable function. **Mathworks**, 2018. Disponível em: <https://www.mathworks.com/help/optim/ug/fmincon.html?searchHighlight=fmincon&s_tid=doc_srchtile>. Acesso em: 2018.

MATHWORKS. GAOPTIMSET - Create genetic algorithm options structure. **Mathworks**, 2018. Disponível em: <https://www.mathworks.com/help/gads/gaoptimset.html?s_tid=doc_ta>. Acesso em: 2018.

MATHWORKS. VPASOLVE - Solve equations numerically, 2018. Disponível em: <www.mathworks.com/help/symbolic/vpasolve.html>. Acesso em: 2018.

NAKAWIRO, W.; ERLICH, I. **A combined GA-ANN strategy for solving optimal power flow with voltage security constraint**. Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference. [S.l.]: [s.n.]. 2009.

NGO, T.; LWIN, M.; SANTOSO, S. **Power transmission expansion planning based on voltage stability indexes**. IEEE Power & Energy Society General Meeting. [S.l.]: [s.n.]. 2017. p. 1-4.

NIKKHAH, S.; RABIEE, A. Voltage stability constrained multi-objective optimisation model for long-term expansion planning of large-scale wind farms”. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 12, n. 3, 2018.

ONS. **Procedimentos de rede submódulo 23.3 - Diretrizes para estudos elétricos**. Operador Nacional do Sistema Elétrico. [S.l.], p. 96. 2011. Rev. N° 2.0.

PARIHAR, S. S.; MALIK, N. **Power flow analysis of balanced radial distribution system with composite load model**. Recent Developments in Control, Automation & Power Engineering (RDCAPE). [S.l.]: [s.n.]. 2017.

PENIDO, D. R. R. Uma metodologia para análise de sistemas elétricos a n condutores pelo método de injeção de correntes. **Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.**, 2008.

- PEREIRA, H. Q. **Fluxo de potência trifásico: um estudo comparativo e uma nova metodologia de solução**. Juiz de Fora: [s.n.], 2006. Dissertação de Mestrado.
- PERNINGE, M. Finding points of maximal loadability considering post-contingency corrective controls. **Electric Power Systems Research**, v. 116, p. 187-200, Novembro 2014.
- PHADKE, A. R.; FOZDAR, M.; NIAZI, K. R. **Determination of worst case loading margin using genetic algorithm**. Kharagpur, India: [s.n.]. 2009.
- RABIEE, A. et al. Optimal cost of voltage security control using voltage dependent load models in presence of demand response. **IEEE Transactions on Smart Grid (Early Access)**, Janeiro 2018.
- RAHMAN, M. S.; OO, A. M. T.; MAHMUD, M. A. **Voltage stability analysis of power distribution networks using multi-agent approach**. IEEE Power & Energy Society General Meeting. [S.l.]: [s.n.]. 2017. p. 1-5.
- RAJENDAR, G.; BANAKARA, B. **Improvement of voltage stability by optimal capacitor placement using sensitivity matrix"**. International Conference on Signal Processing, Communication, Power and Embedded System (SCOPE5). [S.l.]: [s.n.]. 2016. p. 1991–1996.
- SCHNEIDER, K. P. et al. Analytic considerations and design basis for the IEEE distribution test feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, Maio 2018. ISSN 3.
- SODE-YOME, A.; LEE, K. Y. **Neural network based loading margin approximation for static voltage stability in power systems**. IEEE PES General Meeting. Providence, RI, USA: [s.n.]. 2010.
- SOTO, J. R. O.; ALVES, J. M. T.; OLIVEIRA, L. A. A. D. **Progama FLUPOT - Manual do usuário**. [S.l.]: Eletrobras - CEPEL, v. 07.05.00, 2015.
- SWAIN, S. C.; PANDA, P. C.; JENA, R. **Voltage stability analysis in a multimachine multibus system using thyristor controlled series capacitor (TCSC)**. International Conference on Circuit ,Power and Computing Technologies (ICCPCT). [S.l.]: [s.n.]. 2017. p. 1-8.
- TORRES, S. P.; PERALTA, W. H.; CASTRO, C. A. Power system loading margin estimation using a neuro-fuzzy approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, p. 1955 - 1964, 2007.
- VIEIRA, F. D. A. Uma metodologia para otimização de sistemas elétricos de distribuição a n condutores. **Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF Dissertação de Mestrado**, 2013.
- WANG, M. et al. **GPU-based power flow analysis with continuous Newton's method**. IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2). [S.l.]: [s.n.]. 2017. p. 1-5.
- WANG, Y.; XU, W. The existence of multiple power flow solutions in unbalanced three-phase circuits. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, Maio 2003. ISSN 2.
- XU, P.; WANG, X.; AJJARAPU, V. Continuation power flow with adaptive stepsize control via convergence monitor. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 6, p. 673 - 679, 2012.

YIMCHUEN, K.; UDOMWONGSEREE, K. **Transmission expansion planning with consideration of voltage stability using genetic algorithm**. The 8th Electrical Engineering/ Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI) Association of Thailand - Conference. [S.I.]: [s.n.]. 2011. p. 904-912.

ZHANG, X.-P. Continuation power flow in distribution system analysis. **Power Systems Conference and Exposition**, Atlanta, GA, November 2006. 613 - 617.

ZHANG, X.-P.; JU, P.; HANDSCHIN, E. Continuation three-phase power flow: a tool for voltage stability analysis of unbalanced three-phase power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, 20, 01 August 2005. 1320 - 1329.

ZHAO, J. et al. **Unbalanced three-phase continuation power flow for distribution networks with distributed generation**. IEEE Power & Energy Society General Meeting. [S.I.]: [s.n.]. 2015.

Anexo A: Fundamentação Teórica

A.1. Introdução

Neste capítulo serão apresentados os conceitos e os modelos das ferramentas a serem aprimoradas nesta tese. Na seção A.2.1 serão expostos em linhas gerais o método de injeção de correntes a n-condutores (MICN) para a solução do problema do fluxo de potência desequilibrado (PENIDO, 2008) e o fluxo de potência continuado multifásico (FPCM) apresentado por Araujo, *et al.* (2015). A seção A.2.2, por sua vez, apresenta de modo sucinto os conceitos básicos do FPCM, método que utiliza o fluxo de potência continuado para a avaliação da segurança de tensão de um sistema elétrico multifásico, abordando os principais aspectos necessários para o entendimento dos capítulos subsequentes.

Em seguida, serão apresentados os modelos dos equipamentos utilizados para a representação de um sistema elétrico de potência, como linhas, transformadores e ramais bifásicos e monofásicos. Os modelos e as conexões de cargas a serem estudados também serão aqui definidos, apresentando os principais tipos de cargas existentes, mas com maior foco para a modelagem de cargas estáticas, uma vez que esse tipo de modelo de carga será bastante utilizado nas aplicações dos sistemas estudados no restante do trabalho.

A.2. Métodos Para a Análise de Sistemas Elétricos Desequilibrados

A.2.1. Método de Injeção de Correntes Multifásico - MICN

O método de injeção de correntes multifásico descrito em Penido (2008) tem a sua formulação elementar considerando a utilização das injeções líquidas de corrente em cada barra para cada uma das fases do sistema, conforme descrito pela equação (A.1).

$$\Delta I_k^2 = \frac{(P_k^{esp})^s - j(Q_k^{esp})^s}{(E_k^s)^*} - \sum_{i \in \Omega_k} \sum_{t \in \alpha_p} Y_{ki}^{st} E_i^t \quad (\text{A.1})$$

Onde:

- α_p - Conjunto de fases do sistema;
- $s, t \in \alpha_p$ - Representação das fases/nós genéricos;
- k - Número da barra
- Ω_k - Conjunto de barras conectadas a barra k
- $(P_k^{esp})^s$ - Potência ativa especificada na barra k e nó s
- $(Q_k^{esp})^s$ - Potência reativa especificada na barra k e nó s
- E_k^s - Tensão na barra k e nó s
- $Y_{ki}^{st} = G_{ki}^{st} + jB_{ki}^{st}$ - Elemento da matriz de admitância nodal referente a barra k

As potências ativa e reativa especificadas são oriundas da diferença entre a potência gerada e a potência demandada em cada uma das fases de cada uma das barras. A equação (A.1) pode ser escrita em termos das suas componentes real e imaginária, conforme apresentado respectivamente em (A.2) e (A.3).

$$\Delta I_{r_k}^s = \frac{(P_k^{esp})^s V_{r_k}^s - j(Q_k^{esp})^s V_{m_k}^s}{(V_{r_k}^s)^2 + (V_{m_k}^s)^2} - \sum_{i=1}^n \sum_{t \in \alpha_p} (G_{ki}^{st} V_{r_i}^t + jB_{ki}^{st} V_{m_i}^t) \quad (\text{A.2})$$

$$\Delta I_{m_k}^s = \frac{(P_k^{esp})^s V_{m_k}^s - j(Q_k^{esp})^s V_{r_k}^s}{(V_{r_k}^s)^2 + (V_{m_k}^s)^2} - \sum_{i=1}^n \sum_{t \in \alpha_p} (G_{ki}^{st} V_{m_i}^t + jB_{ki}^{st} V_{r_i}^t) \quad (\text{A.3})$$

As equações não lineares descritas por (A.2) e (A.3) são resolvidas através do método iterativo de Newton Raphson. Essa técnica de resolução utiliza a montagem da matriz Jacobiana a cada iteração, que consiste das derivadas parciais das equações que representam as injeções de corrente em cada uma das fases de cada uma das barras do sistema em relação às

variáveis de estado do problema (que aqui são as componentes reais e imaginárias das tensões nas fases de cada nó), conforme apresentado em (A.4).

$$\begin{bmatrix} \Delta I_m^s \\ \Delta I_r^s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\delta I_m^s}{\delta V_r^s} & \frac{\delta I_m^s}{\delta V_m^s} \\ \frac{\delta I_r^s}{\delta V_r^s} & \frac{\delta I_r^s}{\delta V_m^s} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta V_r^s \\ \Delta V_m^s \end{bmatrix} \quad (\text{A.4})$$

A matriz Jacobiana é construída com base na utilização de coordenadas retangulares para a tensão e dentro de uma abordagem n-fásica. A representação da barras de carga (ou barra PQ), é realizada por meio das expressões apresentadas em (A.5) e (A.6), sendo que os blocos relacionados aos elementos fora da diagonal principal são idênticos aos elementos correspondentes da matriz de admitância nodal, de acordo com o apresentado em (A.5). Já os blocos referentes à diagonal principal da matriz Jacobiana possuem termos que são dependentes do modelo de carga utilizado e que se alteram a cada iteração, sendo definidos por (A.6).

$$Y_{km}^s = \begin{bmatrix} B_{km}^s & G_{km}^s \\ G_{km}^s & -B_{km}^s \end{bmatrix} \quad (\text{A.5})$$

$$Y_{kk}^s = \begin{bmatrix} (B'_{kk})^s & (G'_{kk})^s \\ (G''_{kk})^s & (B''_{kk})^s \end{bmatrix} \quad (\text{A.6})$$

Onde os elementos B_{km}^s , G_{km}^s , $(B'_{kk})^s$, $(G'_{kk})^s$, $(G''_{kk})^s$ e $(B''_{kk})^s$ apresentados nas equações (A.5) e (A.6) são dependentes do modelo de carga adotado para cada fase em uma barra k . As expressões que definem cada tipo de carga podem ser vistas em detalhe em Garcia, *et al.* (2000).

Já a representação das barras de geração, ou barras PV, na matriz Jacobiana pode ser feita de algumas maneiras diferentes. Em Garcia, *et al.* (2000) é apresentado um modelo no qual a representação das barras PV mantém a matriz Jacobiana com o mesmo número de linhas e colunas da matriz de admitância de barras, inserindo todas as modificações referentes a esse tipo de barra apenas nas colunas referentes as barras PV. Por outro lado, em Pereira (2006) é proposta a adição de mais três linhas e três colunas por barra PV à Jacobiana primitiva,

considerando que cada fase terá variação de tensão igual a zero, o que implica na substituição da tensão pela potência reativa como variável de estado nas fases dessa barra, que, portanto, será atualizada a cada iteração. Essa formulação com a matriz Jacobiana aumentada para as barras PV será utilizada neste trabalho e já foi anteriormente sugerida na formulação monofásica proposta em Costa, Martins e Pereira (1999). Ela possui implementação mais simples e não tem influência negativa no tempo de solução computacional, apesar da dimensão maior da matriz Jacobiana, que nesse caso possuirá um número de linhas e colunas adicionais correspondente ao número de fases ou condutores do sistema.

$$\begin{bmatrix} I_{m1}^s \\ I_{r1}^s \\ \vdots \\ I_{mk}^s \\ I_{rk}^s \\ \vdots \\ I_{mm}^s \\ I_{rm}^s \\ (\Delta V_k^s)^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (Y_{n1})^s & \dots & (Y_{nk})^s & \dots & (Y_m^*)^s & 0 \\ 0 & \dots & 2V_{rk}^s 2V_{mk}^s & \dots & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ \frac{V_{rk}^s}{(V_k^s)^2} \\ \frac{V_{mk}^s}{(V_k^s)^2} \\ \vdots \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_{r1}^s \\ \Delta V_{m1}^s \\ \vdots \\ \Delta V_{rk}^s \\ \Delta V_{mk}^s \\ \vdots \\ \Delta V_m^s \\ \Delta V_{mm}^s \\ \Delta Q_{Gk}^s \end{bmatrix}$$

Jacobiana Primitiva

Figura A.1 - Exemplo de matriz Jacobiana aumentada para sistema trifásico.

Para a solução do problema proposto em (A.4) além da montagem da matriz Jacobiana, é necessária a obtenção das contribuições de corrente em cada nó, que podem ser calculados diretamente pelas equações (A.7) e (A.8). A partir daí é possível inverter a matriz Jacobiana para se obter as contribuições relacionadas às partes real e imaginária das tensões em cada nó do sistema, conforme indicado em (A.9).

$$I_{rk}^s = \frac{(P_k^{esp})^s V_{rk}^s + (Q_k^{esp})^s V_{mk}^s}{(V_{rk}^s)^2 + (V_{mk}^s)^2} \quad (A.7)$$

$$I_{m_k}^s = \frac{(P_k^{esp})^s V_{m_k}^s - j(Q_k^{esp})^s V_{r_k}^s}{(V_{r_k}^s)^2 + (V_{m_k}^s)^2} \quad (\text{A.8})$$

$$\Delta V^s = J^{-1} \cdot I^s \quad (\text{A.9})$$

Através do método iterativo de Newton-Raphson é possível a obtenção das tensões em cada fase de cada barra, de maneira que a cada iteração as variáveis de estado serão atualizadas de acordo com as expressões definidas em (A.10), (A.11) e (A.12), onde h representa a iteração atual.

$$V_r^{(h+1)s} = V_r^{(h)s} + \Delta V_r^{(h)s} \quad (\text{A.10})$$

$$V_m^{(h+1)s} = V_m^{(h)s} + \Delta V_m^{(h)s} \quad (\text{A.11})$$

$$Q_G^{(h+1)s} = Q_G^{(h)s} + \Delta Q_G^{(h)s} \quad (\text{A.12})$$

O processo iterativo se repete até que seja alcançada uma tolerância pré determinada (ε) para as contribuições de corrente (vetor independente), de maneira a atender o apresentado em (A.13) e em (A.14). O critério de parada também pode ser referenciado aos valores de potência ativa e reativa em cada nó, o que inclusive é sugerido em Garcia, *et al.* (2000), porém, neste trabalho optou-se pela utilização apenas das contribuições de corrente. Um valor usual de tolerância é um número muito próximo de zero, como 10^{-5} por exemplo.

$$\max|\Delta I_r| \leq \varepsilon \quad (\text{A.13})$$

$$\max|\Delta I_m| \leq \varepsilon \quad (\text{A.14})$$

A Figura A.2 apresenta um fluxograma que resume as etapas de cálculo do fluxo de potência pelo método de injeção de correntes multifásico.

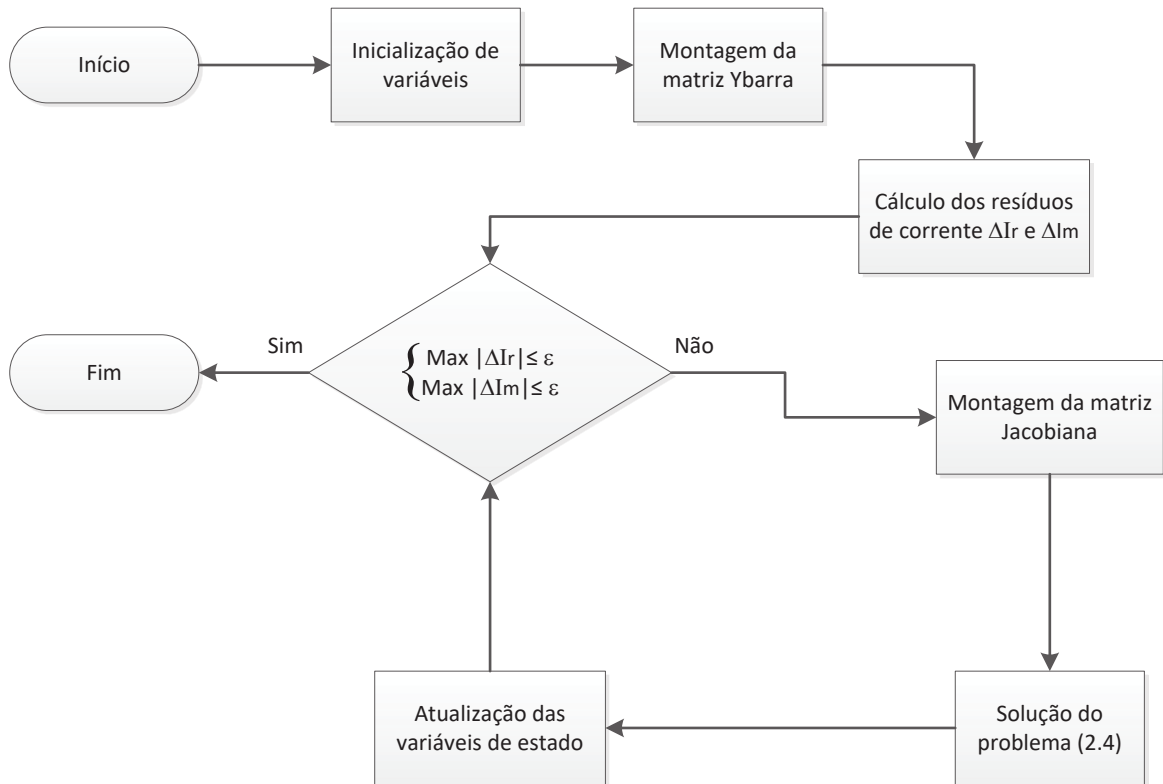


Figura A.2 - Fluxograma para a resolução do MICN

A.2.2. Fluxo de Potência Continuado Multifásico

A utilização do método da continuação com a possibilidade de uma análise multifásica se torna bastante interessante como ferramenta para a avaliação da segurança de tensão de uma rede elétrica, uma vez que o carregamento de um sistema pode ocorrer de maneira desequilibrada entre suas fases. Alguns trabalhos na literatura já utilizaram algo parecido, quando foi feito o uso do fluxo de potência trifásico continuado nos trabalhos de Zhang, Ju e Handschin (2005) e Zhang (2006), mas somente em Chou e Butler-Purry (2014) foi inicialmente introduzido o MICT em conjunto com o fluxo de potência continuado, porém com estudos direcionados em somente um sistema teste e com foco na sua estabilidade em face do seu desequilíbrio.

Neste trabalho o MICN, com a formulação apresentada na seção A.2.1, será integrado ao fluxo de potência continuado para a avaliação da segurança de tensão em termos

de sistemas desequilibrados, conforme FPCM apresentado em Araujo, *et al.* (2015). Esse método permite, por exemplo, identificar um condutor específico da rede com maior carregamento e prever estratégias de prevenção de colapso do sistema, mais específicas do que apenas dentro da verificação das barras, dentro das resoluções convencionais. A vertente trifásica permite a análise por fase (considerando sistemas a três fios), mas ainda deixa em aberto a verificação de cabos neutros, aterramentos e sistemas com mais de três condutores de maneira geral, características usualmente presentes nos sistemas elétricos de distribuição.

Para o cálculo do FPCM, é necessário realizar algumas modificações no procedimento de resolução do fluxo de potência, de modo a permitir variações do carregamento do sistema. O carregamento adicional será representado por γ , de forma que $\gamma=0$ representa o sistema no seu caso base, ou seja, sem nenhum carregamento adicional e $\gamma=\gamma_{\max}$ refere-se ao ponto de carregamento máximo. A inserção da variável γ nas equações referentes aos resíduos de corrente em cada fase de cada uma das barras de um sistema elétrico, definidas por (A.7) e (A.8), resulta em resíduos de corrente sujeitos a variações de carregamento, demonstrados nas equações (A.15) e (A.16).

$$\Delta I_{r,k}^s = \frac{[P_{G,k}^s - P_{L,k}^s(1 + \gamma)]V_{r,k}^s + [Q_{G,k}^s - Q_{L,k}^s(1 + \gamma)]V_{m,k}^s}{(V_{r,k}^s)^2 + (V_{m,k}^s)^2} \quad (\text{A.15})$$

$$\Delta I_{m,k}^s = \frac{[P_{G,k}^s - P_{L,k}^s(1 + \gamma)]V_{m,k}^s - j[Q_{G,k}^s - Q_{L,k}^s(1 + \gamma)]V_{r,k}^s}{(V_{r,k}^s)^2 + (V_{m,k}^s)^2} \quad (\text{A.16})$$

Nas equações (A.15) e (A.16), a potência especificada em cada fase de cada barra foi desmembrada na potência gerada $P_{G,k}^s$ e potência demandada $P_{L,k}^s$, sendo que nesta última foi inserido o termo referente ao carregamento adicional do sistema γ . O acréscimo de γ na matriz Jacobiana faz com que ela não se torne uma matriz singular no ponto de colapso, o que permite a execução do fluxo de potência também para a região de soluções instáveis (AJJARAPU e CHRISTY, 1992).

A resolução do método apresentado leva em conta a mesma ideia de que a cada solução obtida por meio do fluxo de potência deve ser realizada uma estimativa da próxima

solução com um incremento no carregamento do sistema, considerando um parâmetro de continuação pré determinado e a direção do vetor tangente. Naturalmente que o vetor tangente (definido por (A.17)) seguirá aqui a métrica da utilização do MICN, tendo como variáveis de estado as tensões reais e imaginárias em cada condutor de cada barra, acrescido da variável γ .

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{r,k}^S \\ \Delta V_{m,k}^S \\ \Delta \gamma \end{bmatrix} \quad (\text{A.17})$$

Assim como no modo de resolução clássico do fluxo de potência continuado, apresentado em Ajjarapu e Christy (1992), a etapa de predição consiste em utilizar o vetor tangente e um parâmetro de continuação para estimar a solução do fluxo de potência no próximo ponto de carregamento. Durante cada iteração do problema, o parâmetro de continuação deve ser escolhido e neste trabalho foi utilizada uma metodologia de escolha similar àquela apresentada em Leite e Costa (2003) e em Kundur (1994), onde ele será obtido por meio da variável de estado com a maior variação percentual entre os dois últimos pontos de solução. De maneira geral, enquanto o carregamento do sistema estiver ainda distante do seu ponto máximo, o parâmetro de continuação será definido por γ e quando o carregamento estiver mais próximo do ponto de colapso, o valor do parâmetro de continuação será definido por meio do módulo da tensão na fase da barra de carga que apresentar a maior variação percentual de tensão entre os dois últimos pontos corretos de solução. Porém assim como em Araujo, *et al.* (2015), a formulação da metodologia aqui utilizada verifica a cada iteração qual é a variável com maior variação, o carregamento ou a tensão em determinada fase de determinada barra.

Em (A.18) é possível observar o problema a ser resolvido com o parâmetro de continuação sendo igual ao carregamento adicional do sistema. Para tanto, a matriz Jacobiana deve ser aumentada de linhas e colunas referentes à inserção de uma nova variável de estado γ . A linha extra será toda composta por elementos nulos e as colunas pelas derivadas parciais das injeções de correntes em relação a γ , para cada fase de cada barra, apresentadas em (A.19) e (A.20), já o termo que complementa a diagonal principal será formado pelo valor 1. A função de continuação $\Delta\rho$ é descrita neste caso pela equação definida em (A.21), que indica que quando o carregamento adicional atingir o seu valor limite (γ_{esp}) será o ponto de solução do problema.

$$\begin{bmatrix} I_{m,k}^s \\ I_{r,k}^s \\ \vdots \\ I_{m,l}^s \\ I_{r,l}^s \\ \hline \Delta\rho \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} & & \frac{\delta I_{m,k}^s}{\delta\gamma} \\ & \text{Jacobiana} & \frac{\delta I_{r,k}^s}{\delta\gamma} \\ & \text{Caso Base} & \vdots \\ & & \frac{\delta I_{m,l}^s}{\delta\gamma} \\ & & \frac{\delta I_{r,l}^s}{\delta\gamma} \\ \hline 0 & \dots & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta V_{r,k}^s \\ \Delta V_{m,k}^s \\ \vdots \\ \Delta V_{r,l}^s \\ \Delta V_{m,l}^s \\ \hline \Delta\gamma \end{bmatrix} \quad (\text{A.18})$$

Onde:

$$\frac{\delta I_m^s}{\delta\gamma} = \frac{P_{L,k}^s V_{m,k}^s - jQ_{L,k}^s V_{r,k}^s}{V_k^2} \quad (\text{A.19})$$

$$\frac{\delta I_r^s}{\delta\gamma} = \frac{P_{L,k}^s V_{r,k}^s + jQ_{L,k}^s V_{m,k}^s}{V_k^2} \quad (\text{A.20})$$

$$\Delta\rho = \gamma - \gamma_{esp} \quad (\text{A.21})$$

Segundo a definição do problema apresentado em (A.18), a atualização da variável correspondente ao carregamento adicional do sistema se dá por meio do valor do passo de variação de carregamento, conforme apresentado em (A.22). O sinal do carregamento adicional será positivo para a região da curva PV calculada anteriormente ao ponto de colapso e negativo, para a região posterior a este ponto.

$$\gamma^{(h+1)} = \gamma^{(h)} + \Delta\gamma^{(h)} \quad (\text{A.22})$$

No caso em que o parâmetro de continuação é igual ao módulo da tensão na fase da barra que apresenta a maior variação percentual de tensão entre os dois últimos pontos corretos

de solução (aqui representada pelo índice k), o problema a ser resolvido muda de acordo com o apresentado em (A.23).

$$\begin{bmatrix} I_{m,k}^s \\ I_{r,k}^s \\ \vdots \\ I_{m,l}^s \\ I_{r,l}^s \\ \hline \Delta\rho \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Jacobiana} \\ \text{Caso Base} \\ \hline J_{\rho,V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\delta I_{m,k}^s}{\delta\gamma} \\ \frac{\delta I_{r,k}^s}{\delta\gamma} \\ \vdots \\ \frac{\delta I_{m,l}^s}{\delta\gamma} \\ \frac{\delta I_{r,l}^s}{\delta\gamma} \\ \hline 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta V_{r,k}^s \\ \Delta V_{m,k}^s \\ \vdots \\ \Delta V_{r,l}^s \\ \Delta V_{m,l}^s \\ \hline \Delta\gamma \end{bmatrix} \quad (\text{A.23})$$

Onde: $J_{\rho,V}$ é um vetor linha cujo elemento $2k-1$ é igual a $2V_{r,k}^f$ e o elemento $2k$ é igual a $2V_{m,k}^f$, sendo que k e f identificam o nó cuja tensão foi escolhido como parâmetro de continuação.

Quando a atualização do parâmetro de continuação é feita por meio da maior variação percentual de tensão, como apresentado em (A.23), a função de continuação será definida conforme descrito em (A.24), sendo $V_{k,esp}^f$ o módulo da tensão especificada no nó selecionado.

$$\Delta\rho = (V_{r,k}^f)^2 + (V_{m,k}^f)^2 - (V_{k,esp}^f)^2 \quad (\text{A.24})$$

Com a atualização da matriz Jacobiana por meio das estratégias apresentadas em (A.18) e (A.23), o parâmetro de continuação pode ser corretamente calculado e o procedimento de resolução para a estimativa do próximo ponto de solução do fluxo de potência continuado pode ser resumido através do fluxograma da Figura A.3.

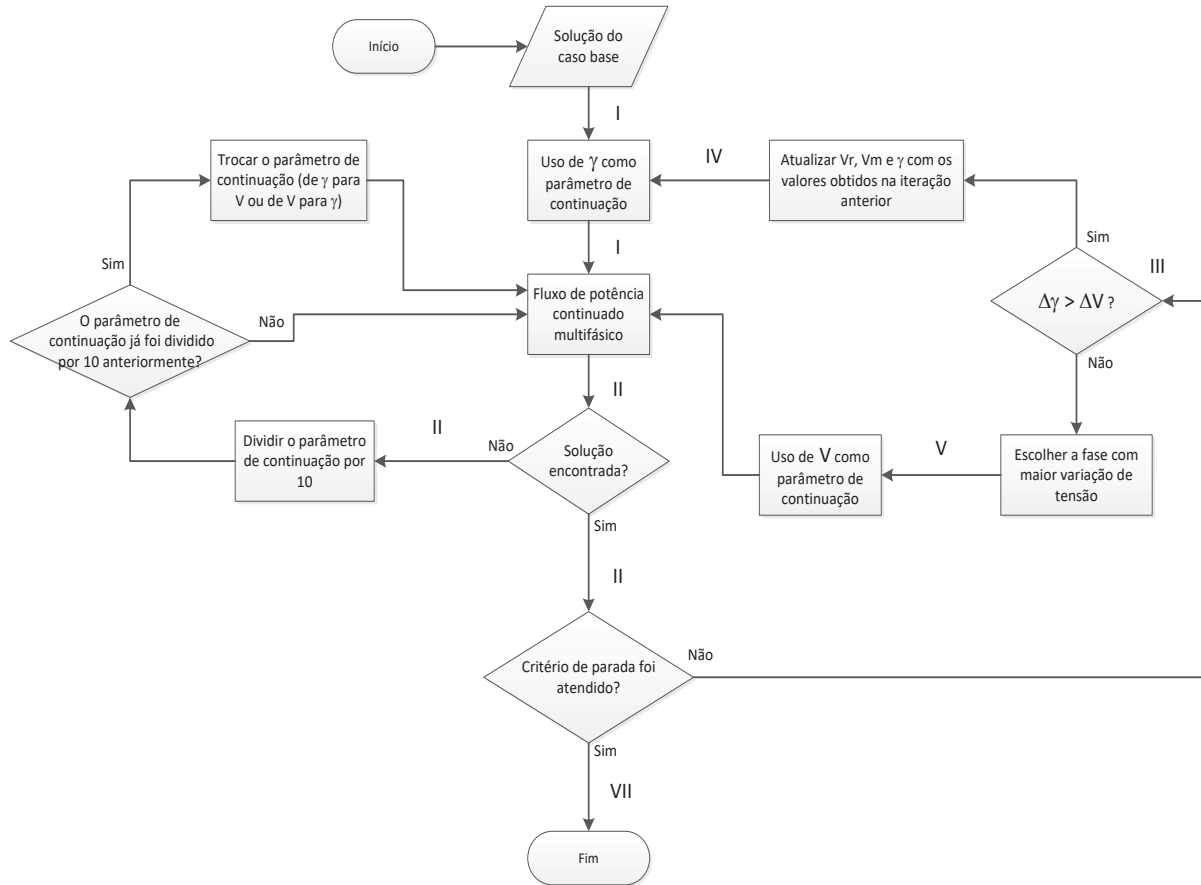


Figura A.3 - Fluxograma para fluxo de potência continuado multifásico

A.2.3. Modelos de Equipamentos

A.2.3.1. Modelagem de Linhas e Elementos em Derivação

O modelo de linhas utilizado na formulação do MICN e rerepresentada neste trabalho considera uma representação feita por meio de um circuito π -equivalente a parâmetros concentrados, como exemplificado pela Figura A.4. Esse tipo de modelagem permite contemplar várias características específicas de algumas linhas, como cabos para-raios, cabos neutros, parâmetros assimétricos, além de linhas com ramais monofásicos e bifásicos, usualmente presentes no sistema de distribuição.

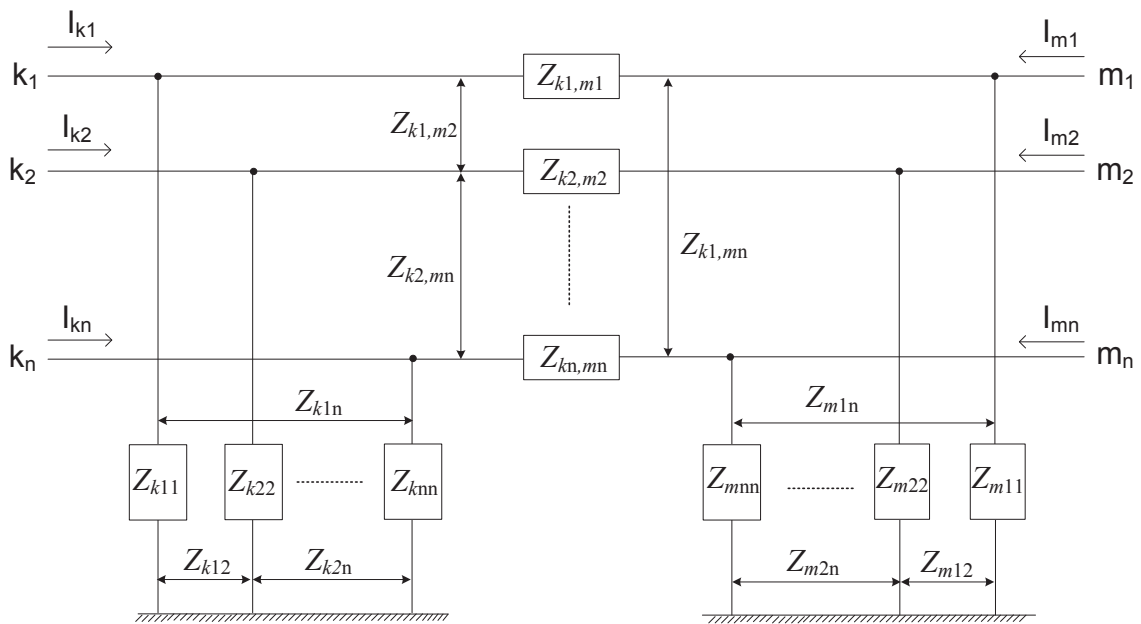


Figura A.4 - Modelo π -equivalente de linha multifásica a parâmetros concentrados

Onde:

$Z_{kx,my}$ são as impedâncias próprias ou impedâncias mútuas entre os nós k e m das fases x e y ;

Z_{kxy} e Z_{mxy} : são as impedâncias em derivação do nó k ou do nó m relativos às fases x e y .

A montagem do modelo de linhas utilizado neste trabalho também considera que a linha multifásica será representada por meio de uma matriz quadrada de enésima ordem, de maneira similar ao descrito em Pereira (2006) e apresentado em (2.25) em termos das suas componentes real e imaginária. O cálculo dos parâmetros das linhas incluídas no estudo pode ser realizado de diversas formas diferentes, alguns exemplos podem ser observados em Kersting (2000) e Anderson (1995).

$$\begin{aligned}
 Z_{\text{Linha}} &= \begin{bmatrix} Z_{ka,ma} & \cdots & Z_{ka,mn} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{kn,ma} & \cdots & Z_{kn,mn} \end{bmatrix} \\
 &= \begin{bmatrix} r_{ka,ma} & \cdots & r_{ka,mn} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ r_{kn,ma} & \cdots & r_{kn,mn} \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} x_{ka,ma} & \cdots & x_{ka,mn} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{kn,ma} & \cdots & x_{kn,mn} \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{2.25}$$

A modelagem de elementos em derivação (*shunt*), bastante comuns em linhas de transmissão ou distribuição, bem como também nas barras de alguns sistemas, se baseia em uma estrutura similar àquela apresentada para as linhas. Considerando ainda a Figura A.4, que apresenta elementos em derivação em um exemplo de linha, pode-se generalizar o modelo de elementos shunt também como uma matriz $n \times n$ definida por (A.26).

$$Z_{Shunt} = \begin{bmatrix} Z_{kaa} & \dots & Z_{kan} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{kna} & \dots & Z_{knn} \end{bmatrix} \quad (\text{A.26})$$

Como é bastante comum a existência de derivações monofásicas ou bifásicas dentro de sistemas de distribuição e até mesmo em ambientes industriais, convém apresentar uma solução para a modelagem desse tipo de elemento no sistema. Além desta possibilidade, a avaliação da estabilidade transitória ou mesmo em regime permanente pode demandar o estudo de partes do sistema elétrico afetadas por um rompimento de linha ou outro defeito que promova a transformação de um elemento trifásico em um elemento bifásico ou monofásico.

Logo, a modelagem trifásica apresentada anteriormente sofre alterações de acordo com o apresentado em (A.27) para abertura de duas fases de uma linha trifásica, ou para um ramal monofásico; em (A.28) para abertura de uma fase de uma linha trifásica, ou para um ramal bifásico. A utilização do símbolo ∞ em (A.27) e (A.28) faz referência a um número de valor bastante elevado, de forma a simular matematicamente a remoção de uma linha e uma coluna da matriz do elemento, dentro do processo de resolução do fluxo de potência.

$$Z_{Linha Mono} = \begin{bmatrix} Z_{ka,ma} & 0 & 0 \\ 0 & \infty & 0 \\ 0 & 0 & \infty \end{bmatrix} \quad (\text{A.27})$$

$$Z_{Linha Bif} = \begin{bmatrix} Z_{ka,ma} & Z_{ka,mb} & 0 \\ Z_{kb,ma} & Z_{kb,mb} & 0 \\ 0 & 0 & \infty \end{bmatrix} \quad (\text{A.28})$$

A.2.3.2. Modelagem de Transformadores

O transformador é um equipamento de extrema importância em qualquer tipo de sistema elétrico, pois através dele é possível elencar setores de diferentes níveis de tensão e permitir ações de controle diversas. Como é um equipamento que possui vários tipos de conexão possíveis, a modelagem exercida deve ser capaz de contemplar cada uma dessas conexões. O modelo para transformador trifásico apresentado em Chen, *et al.* (1991) contempla essas demandas e também é eficaz na análise do equipamento por fase, o que permite o seu estudo também em sistemas desequilibrados, logo, esse será o modelo utilizado no cálculo do fluxo de potência deste trabalho.

Este modelo se baseia na matriz de admitância de barras (Y_{barra}) construída de maneira dependente do tipo de ligação do transformador, além da utilização de um método para a estimativa das perdas no núcleo do equipamento, por meio do uso da tensão terminal do equipamento. A montagem da matriz Y_{barra} de um transformador genérico é realizada através da Tabela A.1, onde é possível observar que os termos referentes as submatrizes de admitância própria (blocos da diagonal principal) e de admitâncias mútuas (blocos fora da diagonal principal) apresentam formulação diferente a depender do tipo de ligação do transformador.

Tabela A.1 - Submatrizes utilizadas na formação da matriz de admitância dos transformadores

Tipo de Ligação		Submatrizes de Admitância Própria		Submatrizes de Admitância Mútua	
Primário	Secundário	Primário	Secundário	Primário	Secundário
Y-G	Y-G	$\frac{Y_I}{\alpha^2}$	$\frac{Y_I}{\beta^2}$	$-\frac{Y_I}{\alpha\beta}$	$-\frac{Y_I}{\alpha\beta}$
Y-G	Y	$\frac{Y_{II}}{\alpha^2}$	$\frac{Y_{II}}{\beta^2}$	$-\frac{Y_{II}}{\alpha\beta}$	$-\frac{Y_{II}}{\alpha\beta}$
Y-G	Δ	$\frac{Y_I}{\alpha^2}$	$\frac{Y_{II}}{\beta^2}$	$\frac{Y_{III}}{\alpha\beta}$	$\frac{Y_{III}^t}{\alpha\beta}$
Y	Y-G	$\frac{Y_{II}}{\alpha^2}$	$\frac{Y_{II}}{\beta^2}$	$-\frac{Y_{II}}{\alpha\beta}$	$-\frac{Y_{II}}{\alpha\beta}$
Y	Y	$\frac{Y_{II}}{\alpha^2}$	$\frac{Y_{II}}{\beta^2}$	$-\frac{Y_{II}}{\alpha\beta}$	$-\frac{Y_{II}}{\alpha\beta}$
Y	Δ	$\frac{Y_{II}}{\alpha^2}$	$\frac{Y_{II}}{\beta^2}$	$\frac{Y_{III}}{\alpha\beta}$	$\frac{Y_{III}^t}{\alpha\beta}$
Δ	Y-G	$\frac{Y_{II}}{\alpha^2}$	$\frac{Y_I}{\beta^2}$	$\frac{Y_{III}^t}{\alpha\beta}$	$\frac{Y_{III}}{\alpha\beta}$
Δ	Y	$\frac{Y_{II}}{\alpha^2}$	$\frac{Y_{II}}{\beta^2}$	$\frac{Y_{III}^t}{\alpha\beta}$	$\frac{Y_{III}}{\alpha\beta}$

Δ	Δ	$\frac{Y_{II}}{\alpha^2}$	$\frac{Y_{II}}{\beta^2}$	$-\frac{Y_{II}}{\alpha\beta}$	$-\frac{Y_{II}}{\alpha\beta}$
----------	----------	---------------------------	--------------------------	-------------------------------	-------------------------------

Onde:

$$Y_I = \begin{bmatrix} y_t & 0 & 0 \\ 0 & y_t & 0 \\ 0 & 0 & y_t \end{bmatrix} \quad (\text{A.29})$$

$$Y_{II} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2y_t & -y_t & -y_t \\ -y_t & 2y_t & -y_t \\ -y_t & -y_t & 2y_t \end{bmatrix} \quad (\text{A.30})$$

$$Y_{III} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -y_t & y_t & 0 \\ 0 & -y_t & y_t \\ y_t & 0 & -y_t \end{bmatrix} \quad (\text{A.31})$$

α : Tape referente ao primário do transformador

β : Tape referente ao secundário do transformador

A.2.3.3. Modelagem de Cargas e Tipos de Conexões

A representação das cargas em um sistema elétrico de potência, conforme definido em IEEE task force on load representation (1995), pode ser considerada estática ou dinamicamente dentro daquilo que se pretende verificar numa rede elétrica. Caso se busque uma análise do comportamento transitório do sistema, as cargas devem ser capazes de refletir uma resposta de acordo com esse comportamento esperado, como por exemplo, a contribuição em regime transitório (ou sub transitório) de uma máquina de indução mediante a ocorrência de um curto-circuito em algum ponto da rede. Por outro lado, quando se pretende fazer uma avaliação em regime permanente do sistema, os modelos de carga devem estar de acordo com essa óptica.

Neste trabalho, os modelos de carga utilizados serão basicamente voltados para uma avaliação em regime permanente do sistema, considerando o impacto deste tipo de modelagem após a execução de um fluxo de potência. Portanto, os modelos de cargas mais relevantes para essa análise são aqueles que se tem relação direta com o impacto da variação de tensão sobre as cargas conectadas a rede elétrica sob estudo. As equações (A.32), (A.33) e (A.34) apresentam a relação matemática entre o modelo de potência, corrente e impedância constante, respectivamente, considerando a tensão aplicada sobre a carga.

$$\begin{cases} P_{lk} = P_0 \\ Q_{lk} = Q_0 \end{cases} \quad (\text{A.32})$$

$$\begin{cases} P_{lk} = P_0 \left(\frac{|V_k|}{|V_0|} \right) \\ Q_{lk} = Q_0 \left(\frac{|V_k|}{|V_0|} \right) \end{cases} \quad (\text{A.33})$$

$$\begin{cases} P_{lk} = P_0 \left(\frac{|V_k|}{|V_0|} \right)^2 \\ Q_{lk} = Q_0 \left(\frac{|V_k|}{|V_0|} \right)^2 \end{cases} \quad (\text{A.34})$$

De maneira geral, pode-se afirmar que o modelo de potência constante mantém a potência da carga fixa, independentemente da variação de tensão; que o modelo de corrente constante varia linearmente com a diferença de potencial aplicada sobre a carga e que, o modelo de impedância constante permite que a carga varie de forma quadrática em relação a tensão aplicada sobre ela, comportamento representado graficamente pela Figura A.5.

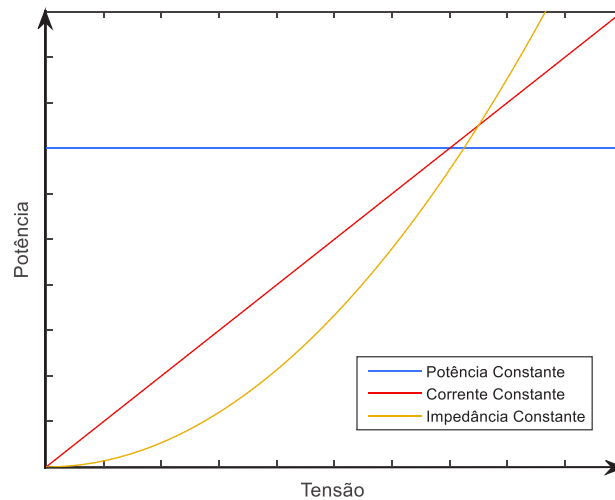


Figura A.5 - Modelos de cargas em relação a tensão aplicada

Alguns modelos de resolução de fluxo de potência, como o MICN por exemplo, utiliza o modelo polinomial ZIP apresentado em IEEE task force on load representation (1995), que mantém o aspecto do efeito da tensão sobre as cargas, porém, permitindo que seja feita uma mescla entre os modelos apresentados em (A.32), (A.33) e (A.34), ou seja esta representação admite que seja utilizado um tipo de carga com efeitos particulares entre os tipos de carga de impedância, corrente ou potência constante, assim como também é possível modelar as cargas em apenas um desses tipos, especificamente. Os polinômios de segunda ordem descritos em (A.35) apresentam a modelagem de carga utilizada no MICN para as potências ativa e reativa, respectivamente, em uma barra genérica k .

As características referentes ao tipo de carga também têm influência na montagem da matriz Jacobiana, por exemplo: os termos definidos em (A.5) e (A.6) são dependentes do tipo das cargas, segundo apresentado em Garcia, *et al.* (2000) e Penido (2008).

$$\begin{cases} P_{lk}^s = P_{0k}^s + P_{1k}^s V_k + P_{2k}^s V_k^2 \\ Q_{lk}^s = Q_{0k}^s + Q_{1k}^s V_k + Q_{2k}^s V_k^2 \end{cases} \quad (\text{A.35})$$

Existem outras modelagens de cargas em regime permanente menos relevantes para este trabalho, como o modelo exponencial apresentado em (A.36), que apresenta uma variação da carga em relação a tensão, mas de modo não linear, por meio dos valores de np e nq , que

podem assumir valores reais e esboçar uma característica diversa daquelas anteriormente apresentadas para as cargas sob estudo.

$$\begin{cases} P_{lk} = P_0 \left(\frac{V_k}{V_0} \right)^{np} \\ Q_{lk} = Q_0 \left(\frac{V_k}{V_0} \right)^{nq} \end{cases} \quad (\text{A.36})$$

As cargas trifásicas conectadas em uma rede elétrica podem obedecer a um tipo de conexão em estrela (Y) ou triângulo (Δ), conforme apresentado na Figura A.6 (a) e (b), respectivamente. A conexão em delta permite que a tensão de linha seja aplicada diretamente nas cargas, enquanto a corrente que por elas circula é $\sqrt{3}$ vezes menor e atrasada de 30° . O contrário ocorre quando a ligação é feita em estrela, situação na qual o módulo da tensão é $\sqrt{3}$ vezes menor e atrasada de 30° em relação a tensão de linha nas fases de cada carga, mas a corrente que circula nas fases da carga é a mesma corrente de linha.

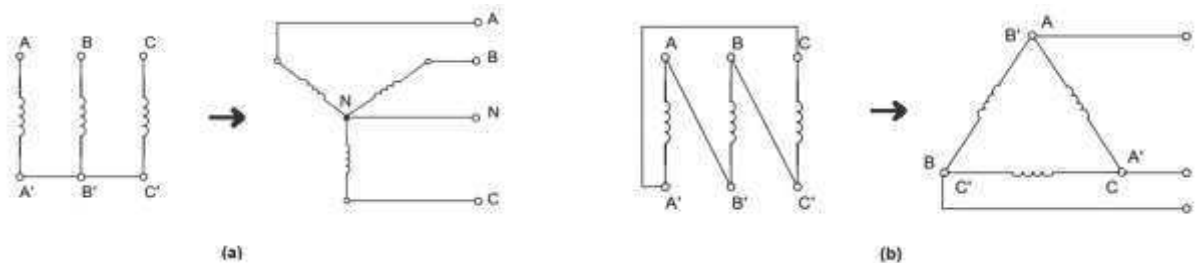


Figura A.6 - Conexões estrela (Y) e triângulo (Δ)