

RANIERI SILVA LEITE

FLUXO DE CARGA TRIFÁSICO : PROGRAMA E APLICAÇÕES

Dissertação apresentada a Coordenação de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Paraíba, em cumprimento às exigências para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

ÁREA DE CONCENTRAÇÃO : Processamento de Energia

ORIENTADORES : Washington Evangelista de Macedo
Wellington Santos Mota

CAMPINA GRANDE

DEZEMBRO DE 1991



L533f Leite, Neucimar Jerônimo.
Pictórea : uma ferramenta de ensino portátil para tratamento de imagens / Neucimar Jerônimo Leite. - Campina Grande, 1989.
205 f.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal da Paraíba, Centro de Ciências e Tecnologia, 1989.
"Orientação : Prof. Dr. Arnaldo de Albuquerque Araújo, Prof. Dr. João Marques de Carvalho".
Referências.


1. Processamento Digital de Imagens. 2. Software - Sistema. 3. Microcomputadores. 4. Dissertação - Engenharia Elétrica. I. Araújo, Arnaldo de Albuquerque. II. Carvalho, João Marques de. III. Universidade Federal da Paraíba - Campina Grande (PB). IV. Título

CDU 004.932(043)

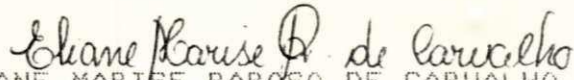
FLUXO DE CARGA TRIFASICO: PROGRAMA E APLICAÇÕES


RANIERI SILVA LEITE

DISSERTAÇÃO APROVADA EM 27.12.91


WELLINGTON SANTOS MOTA, Ph.D., UFPB
Orientador


WASHINGTON EVANGELISTA DE MACEDO, Mestre
orientador


ELIANE MARISE RAPOSO DE CARVALHO, Mestre., UFPB
Componente da Banca


MISAEEL ELIAS DE MORAIS, Dr.-Ing., UFPB
Componente da Banca

CAMPINA GRANDE - PB
DEZEMBRO - 1991

Aos meus avós (In Memoriam).

AGRADECIMENTOS

- Aos meus pais pelo apoio e incentivo a luta.
- Ao professor Washington Evangelista de Macedo pela orientação prestada neste trabalho.
- Ao Engenheiro João Viana da Fonseca pela colaboração e permanente estímulo.
- A professora Eliane Marise Raposo de Carvalho, pela ajuda na elaboração final do trabalho.
- A todos os que me deram, direta ou indiretamente, sua parcela de colaboração.

ABSTRAT

This work describes a three phase load flow program developed for the analysis of possible unbalance effects arising in system configuration, source and load conditions.

The representation of different elements of an electric network is elaborated through a phase quantities boarding based on steady state operation simulation.

The iterative solution process of three phase load flow is based on fast decoupled Newton-Raphson method, wich was chosen due to its reliability and low computation effort.

The flexibility of the proposed digital simulation offers means for solving a large variety of problems related to networks operation and planning. For application purposes, the analysis of three power systems with different peculiar features are realized.

RESUMO

Este trabalho apresenta a simulação digital do fluxo de carga trifásico que objetiva estudar os efeitos dos desbalanços nos sistemas de potência provocados pela configuração da rede, condições de cargas e fontes.

A representação dos elementos constituintes da rede elétrica é feita através de uma abordagem em componentes de fase de acordo com a simulação da operação em regime permanente. Contudo, é apresentada uma metodologia trifásica de modelamento de geradores, transformadores, linhas de transmissão e cargas.

O processo iterativo de solução do fluxo de carga trifásico baseia-se no método de Newton-Raphson desacoplado rápido adotado por sua confiabilidade e reduzido esforço computacional.

A flexibilidade da simulação digital apresentada oferece meios de resolução de uma grande variedade de problemas vinculados a operação e planejamento das redes. A título de aplicação é feita a análise de três sistemas de potência que apresentam características peculiares distintas.

ÍNDICE

CAPÍTULO	PÁGINA
I - INTRODUÇÃO.	1
1.1 - Formulação do problema	1
1.2 - Motivação da pesquisa.....	2
1.3 - Contribuição da pesquisa.....	3
1.4 - Revisão Bibliográfica.....	4
1.5 - Considerações gerais sobre o método aplicado....	6
1.6 - Conteúdo dos capítulos subsequentes.....	7
II - MODELAMENTO DE UM SISTEMA DE POTÊNCIA TRIFÁSICO.	8
2.1 - Introdução.....	8
2.2 - Modelamento trifásico dos elementos do sistema..	9
2.2.1 - Modelamento dos geradores.....	9
2.2.1.1 - Aterramento das máquinas elétricas.....	12
2.2.2 - Modelamento de cargas.....	16
2.2.3 - Modelagem dos elementos em derivação (Estáticos de barras).....	19
2.2.4 - Modelamento de transformadores.....	20
2.2.5 - Modelamento trifásico das linhas de transmissão.....	30
2.2.5.1 - Linhas mutuamente acopladas.....	32
2.2.5.2 - Agrupamento dos subsistemas das linhas de transmissão.....	34

2.3 - Formação da matriz de admitância nodal do sistema.....	36
III - MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON DESACOPLADO RÁPIDO.	40
3.1 - Introdução.....	40
3.2 - Características comuns entre o fluxo trifásico e monofásico.....	41
3.3 - Tipos de barras.....	42
3.4 - Equações de balanço.....	44
3.5 - Algoritmo do fluxo de carga trifásico (Método de Newton-Raphson desacoplado rápido)...	45
3.6 - Aproximações Jacobianas.....	48
3.7 - Processo iterativo do fluxo trifásico.....	52
3.8 - Cálculo dos fluxos em cada componente do sistema.....	55
3.9 - Técnica de Rotação de Eixos.....	61
IV - APLICAÇÃO DA SIMULAÇÃO DIGITAL	64
4.1 - Introdução.....	64
4.2 - Descrição do programa.....	64
4.3 - Simulação digital dos sistemas de potência.....	66
4.3.1 - Dados e análise dos sistemas.....	66
V - CONCLUSÃO	87
- REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.	90
- APÊNDICE : Relatórios dos Sistemas de Potência analisados.....	94

LISTA DE FIGURAS

FIGURA	PÁGINA
Fig. 2.1 - Representação do gerador em componentes de fase...	10
Fig. 2.2 - Representação de cargas por impedância constante..	17
(a) Ligação delta	
(b) Ligação estrela isolada	
(c) Ligação estrela solidamente aterrada	
(d) Ligação estrela aterrada por impedância	
Fig. 2.3 - Representação de um banco de capacitores em derivação.....	19
Fig. 2.4 - Circuito equivalente do transformador monofásico com "taps" não-nominais em ambos enrolamentos.....	21
Fig. 2.5 - Diagramas de Lattice do circuito equivalente de um transformador trifásico(ou banco) ligado em estrela-estrela, com neutros aterrados por impedâncias(G representa a terra).....	22
Fig. 2.6 - Diagramas de Lattice do circuito equivalente de um transformador trifásico(ou banco) ligado em delta-estrela.....	23

FIGURA

PÁGINA

Fig. 2.7	- Diagrama fasorial da tensão de cada enrolamento do transformador.....	26
Fig. 2.8	- Diagramas de Lattice do circuito equivalente de um transformador trifásico(ou banco) ligado em delta-delta.....	26
Fig. 2.9	- Transformador de dois enrolamentos com acoplamento entre os enrolamentos.....	27
Fig. 2.10	- Modelo de uma linha de transmissão trifásica.....	31
	(a) Circuito equivalente.	
	(b) Matriz equivalente.	
	(c) Representação usando admitâncias trifásicas	
Fig. 2.11	- Associação de circuitos π nominais para modelar linha de transmissão com circuitos mutuamente acoplados.....	33
Fig. 2.12	- Representação dos elementos agrupados nas matrizes impedância primitiva e admitância primitiva em derivação.....	36
Fig. 3.1	- Processo iterativo para um fluxo trifásico ac pelo método de Newton-Raphson desacoplado rápido.....	54
Fig. 3.2	- Sentido das injeções do fluxo de potência em cada barramento.....	55

FIGURA	PÁGINA
Fig. 3.3 - Representação de uma impedância nos eixos de referência e rotação.....	62
Fig. 4.1 - Diagrama de bloco da simulação digital.....	65
Fig. 4.2 - Diagrama unifilar do sistema de transmissão.....	67
Fig. 4.3 - Gráfico do perfil de tensão em cada barramento obtido no teste com cargas balanceadas e sem acoplamento nas linhas.....	79
Fig. 4.4 - Gráfico do perfil de tensão em cada barramento obtido no teste com cargas balanceadas e com acoplamento nas linhas.....	79
Fig. 4.5 - Gráfico do perfil de tensão em cada barramento obtido no teste com cargas desbalanceadas e com acoplamento nas linhas.....	80
Fig. 4.6 - Diagrama unifilar do alimentador 01Y4 de distribuição da CELB.....	81
Fig. 4.7 - Gráfico do perfil de tensão em cada barramento obtido na simulação do sistema de distribuição com cargas balanceadas.....	83
Fig. 4.8 - Gráfico do perfil de tensão em cada barramento obtido na simulação do sistema de distribuição com cargas desbalanceadas.....	83

FIGURA

PÁGINA

Fig. 4.9 - Diagrama unifilar do alimentador 01L2 de
distribuição radial da CELB..... 85

Fig. 4.10 - Gráfico da queda de tensão em cada barramento
obtido na simulação do sistema de distribuição
radial 01L2 da CELB..... 86

LISTA DE TABELAS

TABELA	PÁGINA
Tabela 2.1 - Submatrizes básicas usadas na formulação das matrizes de admitâncias dos transformadores.....	29
Tabela 4.1 - Dados de barras de cargas e terminais do sistema.....	68
Tabela 4.2 - Dados dos geradores.....	70
Tabela 4.3 - Dados dos transformadores.....	71
Tabela 4.4 - Dados dos capacitores em paralelo na barra.....	71
Tabela 4.5 - Resultados das tensões nos barramentos.....	76
Tabela 4.6 - Fluxo de potência nos componentes do sistema....	78

LISTA DE SÍMBOLOS

SÍMBOLO	DEFINIÇÃO
I_{abc}, V_{abc}	Matrizes(3x1) de corrente e tensão nas fases a,b e c.
I_{012}, V_{012}	Matrizes(3x1) de corrente e tensão nas sequências zero, positiva e negativa.
Z_{abc}, Y_{abc}	Matrizes(3x3) de impedância e admitância em componentes de fase entre duas barras trifásicas.
Z_{012}, Y_{012}	Matrizes(3x3) de impedância e admitância em componentes simétricos entre duas barras trifásicas.
S_{abc}	Matriz(3x1) da potência complexa nas fases a,b e c.
P_{abc}	Matriz(3x1) da potência ativa nas fases a,b e c.
Q_{abc}	Matriz(3x1) da potência reativa nas fases a,b e c.
E	Força eletromotriz do gerador.
$[Y_{bus}]_i$	Matriz admitância de barra trifásica individual do componente do sistema.
$[Y_{bus}]$	Matriz admitância de barra do sistema.
ΔP_{iP}	Variação da potência ativa na barra i com fase p.
ΔQ_{iP}	Variação da potência reativa na barra i com fase p.
$(P_{iP})^{esp}$	Potência ativa especificada na barra i com fase em p.
$(Q_{iP})^{esp}$	Potência reativa especificada na barra i com fase em p.
P_{Gerj}^{esp}	Potência ativa total especificada do j-ésimo gerador.
θ_{ik}^{pm}	Diferença angular entre a barra i com fase p e a barra k com fase m.

SÍMBOLO**DEFINIÇÃO**

G_{ik}^{pm}	Valor da matriz condutância G relacionando a barra i com fase p, e a barra k com fase m.
B_{ik}^{pm}	Valor da matriz susceptância B relacionando a barra i com fase p, e a barra k com fase m.
V_{intj}	Módulo da tensão na barra interna do j-ésimo gerador.
θ_{intj}	Angulo da tensão na barra interna do j-ésimo gerador.
nb	Número de barras monofásicas do sistema, excluindo as barras internas dos geradores .
ng	Número de geradores síncronos, ou seja, número de barras trifásicas internas dos geradores.

Subescritos

int, I, g	Barra interna do gerador.
ger	Gerador.
T, term	Barra terminal do gerador.
c	Barras de cargas e terminais dos geradores.
n, NG, N'G	Aterramento do elemento.
1	Enrolamento primário do transformador.
2	Enrolamento secundário do transformador.

Superescritos

p, m	Três fases de uma barra particular.
012	Componentes simétricos.
abc	Componentes de fase.

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

1.1 Formulação do problema

A energia elétrica fornecida obedece a condições essenciais, tais como, forma de onda senoidal, simetria trifásica (caracterizada pela igualdade das amplitudes das três tensões e seus respectivos ângulos de fase). Entretanto, qualquer sistema trifásico que não se comporte dentro destas condições estabelecidas é denominado simplesmente "sistemas ou circuitos trifásicos desequilibrados".

O que ocorre normalmente nos sistemas elétricos é a não satisfação total dessas condições, pois existem fatores que contribuem para o desequilíbrio, flutuação e distorção de tensão. Dentre estes fatores destacam-se :

- Operação de equipamentos ou cargas especiais instalados no sistema, como as cargas monofásicas ou bifásicas de elevada potência, tais como fornos elétricos e ferrovias.

- Expansão do sistema de potência, implantando-se configurações complexas e um grande número de interconexões das linhas de transmissão a longa distância e não totalmente transpostas.

A operação do sistema em condições de desequilíbrio poderá ter como conseqüências :

- Danos em equipamentos elétricos por sobreaquecimento, por exemplo, correntes de sequência negativa circulando através das máquinas elétricas pode provocar sobreaquecimento no rotor.

- Funcionamento indesejável do sistema de proteção, podendo ressaltar as correntes de sequência zero que podem causar a operação imprópria dos relés de proteção.

- Aumento nas perdas por corona e níveis de radiointerferência nas linhas de transmissão.

- Crescimento dos efeitos dos acoplamentos indutivos entre linhas de transmissão paralelas.

Torna-se, portanto, imprescindível fazer estudos e/ou medições especiais, de forma a avaliar o nível dessas perturbações com o objetivo de recomendar medidas que possam evitar ou controlar os efeitos indesejáveis de tais distúrbios de maneira a assegurar a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

1.2 Motivação da pesquisa

O desenvolvimento de técnicas para avaliação dos desbalanços do sistema de potência, resultou no aparecimento do algoritmo de fluxo de carga trifásico, que objetiva encontrar o estado do sistema trifásico sob condições de carga, geração e configuração do sistema.

O método de avaliação de sistemas trifásicos permite estudar uma série de problemas vinculados a operação e

planejamento de sistemas elétricos que normalmente são ignorados, ou estudados de forma simplificada.

A simulação digital do fluxo de carga trifásico torna possível o estudo das seguintes aplicações :

- Avaliação do desbalanceamento gerado pela presença de cargas desequilibradas no sistema.

- Estudo dos desbalanços de correntes introduzidas por linhas de transmissão não transpostas.

- Análise das correntes de circulação entre circuitos múltiplos de linhas de transmissão mutuamente acopladas.

- Determinação das correntes de sequências negativas e zero em máquinas síncronas.

- Verificação das correntes de sequência zero em estudo de operação, com vistas principalmente a subsidiar a calibração dos relés de proteção de terra.

- Estudo da influência dos diversos tipos de conexões dos transformadores implantados na rede elétrica.

1.3 Contribuição da pesquisa

O fluxo de carga trifásico baseado no método de Newton-Raphson desacoplado rápido foi desenvolvido para análise de sistemas de transmissão.

Em se tratando de sistemas de distribuição, o processo iterativo apresenta problemas de convergência, sendo que a eficiência do método é obtida com a introdução de uma técnica especial denominada de "Rotação de Eixos" (MURARI et alii, 1984).

Esta técnica é usualmente aplicada em fluxos de cargas monofásicos, partindo para metodologia trifásica fez-se uma adaptação da técnica para otimizar o desempenho do fluxo.

Desta forma, o fluxo de carga trifásico desacoplado rápido utilizando rotação de eixos foi usado como parte fundamental da simulação digital para tornar possível o estudo das redes de distribuição.

1.4 Revisão Bibliográfica.

As análises dos problemas vinculados aos sistemas de potência, usualmente, eram feitas através dos métodos de transformação, onde as componentes de fase eram substituídas por outras variáveis com a finalidade de simplificação nas resoluções desses problemas. A teoria dos métodos de transformação tem sido estabelecida desde 1912-15 por Stokvis, sendo que o principal método foi desenvolvido por Fortescue em 1918, usando componentes de sequência positiva, negativa e zero. Outros métodos alternativos de análise com transformação das variáveis primitivas (componentes de fase) da rede têm sido propostos por Clark, Kimbark e Koga.

A aplicação dos métodos de transformação restringe-se a resolução de desbalanceamento único, com o sistema equilibrado. Em se tratando de problemas de desbalanceamento do sistema, como a presença de tensões e correntes desequilibradas nas linhas longas com pouca ou sem transposição, incluindo os possíveis desbalanceamentos provenientes das condições de cargas, o método adequado aplicado na representação da rede elétrica é o

componente de fase que evita a transformação das variáveis e o afastamento da configuração da rede.

Os modelos precisos dos componentes do sistema em componentes de fase são avaliados na literatura HESS(1963), LAUGHTON(1969), ANDERSON(1973), CHEN e DILLON(1974), ARRILAGA et alii(1983), onde mostram os circuitos equivalentes e a representação matricial das linhas de transmissão, geradores, transformadores e outros componentes do sistema.

Para investigação dos efeitos de desbalanços com a integração dos modelos de representação, métodos iterativos para solução do fluxo de carga trifásico foram desenvolvidos WASLEY e SLASH(1974) e EL ABIAD et alii(1976). O algoritmo de Newton-Raphson é apresentado por WASLEY e SLASH, mostrando a base do desenvolvimento de um programa computacional e por EL-ABIAD, que expõe de forma geral e sucinta a estruturação do algoritmo do fluxo de carga trifásico.

Requerimentos computacionais, como tempo e armazenamento, são sensivelmente reduzidos quando o método de Newton-Raphson apresenta-se na sua versão desacoplada. Baseado nestes propósitos, estudos realizados para técnicas desacopladas (ARRILAGA e HARKER,1978), resultaram na formulação de um eficiente fluxo de carga trifásico desacoplado rápido com características similares da versão monofásica original (STOTT e ALSAC,1974). O presente trabalho descreve o algoritmo de resolução pelo método desacoplado com todas as características nele requeridas.

1.5 Considerações gerais sobre o método aplicado.

Na análise dos desequilíbrios de sistemas, os estudos são realizados com base no emprego de dois métodos: componentes simétricos e componentes de fase.

O método de componentes simétricos baseado no teorema de Fortescue, facilita e torna notavelmente menos laborioso o estudo sistemático de circuitos trifásicos desequilibrados, sendo considerado particularmente útil para o estudo e os cálculos relativos às diversas modalidades de faltas em redes trifásicas. Entretanto, sua aplicação restringe-se a ocorrência de um único desbalanceamento, em vista disso, o método de análise de sistemas com emprego de componentes simétricos tem suas vantagens sensivelmente reduzidas nos casos de redes desbalanceadas, ou mesmo no caso de desequilíbrios múltiplos numa rede equilibrada. De fato, em tais situações as redes de sequência resultam acopladas entre si e não há simplificação apreciável no tratamento do problema, recorrendo-se ao método de componentes simétricos. Nesses casos, o tratamento eficiente exige uma ferramenta adequada, que é o método de componentes de fase.

Este método apresenta como vantagens adicionais a manutenção da identidade de qualquer elemento do sistema e a definição direta das impedâncias assimétricas, acoplamento mútuo entre fases e entre diferentes elementos do sistema, e transposição de linhas.

1.6 Conteúdo dos capítulos subsequentes.

Os capítulos subsequentes deste trabalho são, sumariamente, descritos de acordo com a seguinte estrutura:

1. O capítulo II descreve o modelamento de um sistema de potência representado pela matriz de admitância nodal. Os elementos constituintes de uma rede elétrica, tais como máquinas, transformadores, cargas e estáticos de barras são modelados por sua matriz de admitância de barra individual derivada de seus circuitos equivalentes mediante uma abordagem trifásica.

2. O capítulo III mostra o procedimento da estruturação teórica do algoritmo do fluxo de carga trifásico pelo método de Newton-Raphson desacoplado rápido. O método apresenta características semelhantes ao fluxo desacoplado monofásico e comporta algumas aproximações em função da redução do tempo de processamento. O equacionamento para a determinação do cálculo dos fluxos de potência e das perdas em cada componente do sistema é apresentado. Em seguida é descrita a técnica de rotação de eixos.

3. O capítulo IV apresenta as principais etapas que compõe a simulação digital do fluxo de carga trifásico. A aplicabilidade do programa é demonstrada em três casos básicos.

4. O capítulo V aborda as conclusões e as sugestões para o procedimento do trabalho.

CAPÍTULO II

MODELAMENTO DE UM SISTEMA DE POTÊNCIA TRIFÁSICO

2.1 Introdução

Para que um sistema de transmissão seja modelado de maneira sistemática, lógica e conveniente, este deve ser dividido em várias unidades chamadas de subsistemas.

Um subsistema é qualquer parte do sistema, cujos ramos constituintes não têm nenhum acoplamento mútuo com os ramos restantes do sistema. Isto garante que os subsistemas sejam combinados de maneira extremamente direta. A nível de exemplificação, pode-se citar como subsistema; gerador, transformador, linhas de transmissão acopladas ou não, capacitor ou reator em derivação, etc.

Cada subsistema é reservado para organização dos dados de entrada. Estes dados são inseridos como uma unidade completa, para armazenar e formular a matriz admitância individual de cada elemento.

Através da combinação de todos os subsistemas constroi-se a matriz admitância nodal da rede que constitui a representação básica para a formação do algoritmo de resolução do fluxo de carga trifásico

2.2 Modelamento trifásico dos elementos do sistema

Através do inter-relacionamento físico das grandezas de tensão e corrente em cada componente usual de um sistema elétrico de potência, pode-se estabelecer seus circuitos equivalentes trifásicos, para dedução do modelo matricial do elemento em componentes de fase adequada ao cálculo de fluxo de potência em redes desbalanceadas.

2.2.1 Modelamento de geradores

Nos estudos de fluxo de carga convencional onde se admite rede e carga equilibradas, os geradores são representados por uma força eletromotriz constante em módulo e uma potência ativa injetada na barra terminal. Entretanto, na análise de fluxo em componentes de fase, com o propósito de estudar os efeitos dos desbalanços no sistema, os geradores são modelados de forma mais detalhada, onde se torna importante representá-los por suas reatâncias e tensões internas (RAMOS e DIAS, 1983).

Dentre os modelos alternativos de representação é exposto o modelo adequado para o método de solução de equação de rede (Fig. 2.1).

Na modelagem, as máquinas assumem suas tensões internas constantes em módulo e equilibradas (defasagem de 120° entre as tensões fase-neutro das três fases) e uma matriz de admitância que bem represente as impedâncias internas adequadas a um dado tipo de estudo. Adicionalmente, fixa-se o valor da potência ativa trifásica total da máquina.

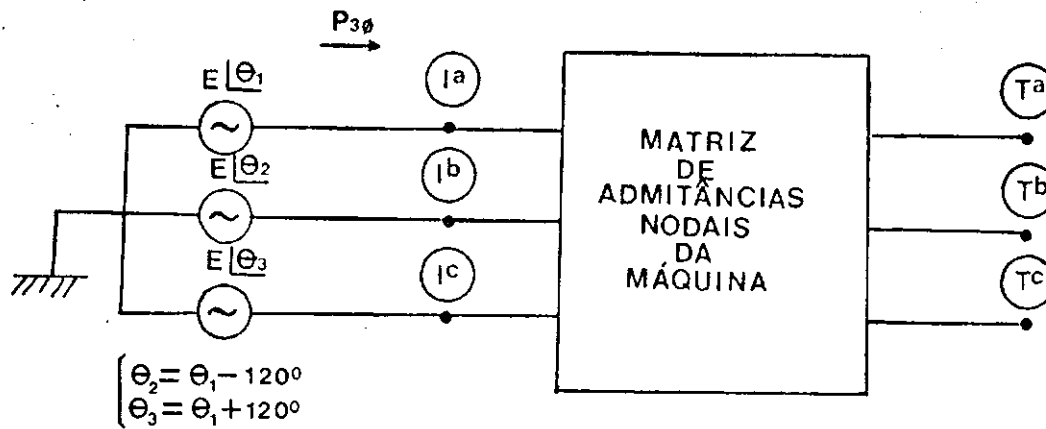


Fig. 2.1. Representação do gerador em componentes de fase.

Essa representação apresenta duas barras trifásicas por máquina, quais sejam a barra interna e a barra terminal.

Para obtenção da matriz de admitâncias da máquina, deve-se salientar que as máquinas convencionais são projetadas para exibir simetria podendo desta forma ser representadas em componentes simétricos, por sua matriz de impedância primitiva, que resulta diagonal após transformada de componentes de fase para componentes simétricos.

Assim iniciando o equacionamento para derivar o modelo da máquina (Fig. 2.1), tem-se:

$$\begin{bmatrix} V_{I^0} - V_{T^0} \\ V_{I^1} - V_{T^1} \\ V_{I^2} - V_{T^2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I^0 \\ I^1 \\ I^2 \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

$$[V_{IT}^{012}] = [Z^{012}] \cdot [I^{012}]$$

Aplicando então a transformação inversa dos componentes simétricos, vem :

$$[V_{ITabc}] = [T_a]. [Z^{012}]. [T_a]^{-1}. [I_{abc}] \quad (2.2)$$

Onde:

$$T_a = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

Assim, define-se a matriz de impedância primitiva da máquina em componentes de fase :

$$[Z_{abc}] = [T_a]. [Z^{012}]. [T_a]^{-1} \quad (2.3)$$

$$[Z_{abc}] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} Z_0+Z_1+Z_2 & Z_0+aZ_1+a^2Z_2 & Z_0+a^2Z_1+aZ_2 \\ Z_0+a^2Z_1+aZ_2 & Z_0+Z_1+Z_2 & Z_0+aZ_1+a^2Z_2 \\ Z_0+aZ_1+a^2Z_2 & Z_0+a^2Z_1+aZ_2 & Z_0+Z_1+Z_2 \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

$$\text{Por inversão: } [Y_{abc}] = [Z_{abc}]^{-1} \quad (2.5)$$

Aplicando-se o algoritmo de "inspeção direta" da matriz admitância total, obtem-se a $[Y_{bus}]_1$ do gerador (Equação 2.6).

$$[Y_{bus}]_1 = \begin{bmatrix} [Y_{abc}] & -[Y_{abc}] \\ -[Y_{abc}] & [Y_{abc}] \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

A simplificação da matriz de admitância primitiva ocorre quando as impedâncias de sequência positiva e negativa resultam iguais entre si (Equação 2.7).

$$[Z^{abc}] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} Z_0+2Z_1 & Z_0-Z_1 & Z_0-Z_1 \\ Z_0-Z_1 & Z_0+2Z_1 & Z_0-Z_1 \\ Z_0-Z_1 & Z_0-Z_1 & Z_0+2Z_1 \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

2.2.1.1 Aterramento das máquinas elétricas

A introdução das impedâncias de aterramento das máquinas do sistema pode ser feita de duas formas alternativas implementadas no programa. Na primeira, o efeito da impedância de aterramento Z_n , é incluído diretamente no valor de Z_0 , isto é, Z_0+3Z_n . A outra alternativa, segue toda a estrutura descrita a seguir:

Seja a matriz admitância de barra, disposta de acordo com a equação 2.8 (VELHO, 1974).

$$\begin{bmatrix} I_c \\ I_E \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{cc} & Y_{cE} \\ Y_{Ec} & Y_{EE} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_c \\ V_E \end{bmatrix} \quad \begin{array}{l} \text{barras de cargas} \\ \text{barras internas} \end{array} \quad (2.8)$$

Pela equação, o sistema é parcionado em dois grupos, os das barras de cargas e os das barras de máquinas(internas).

Da equação matricial 2.8, vem :

$$I_c = Y_{cc}V_c + Y_{cs}V_s$$

$$I_s = Y_{sc}V_c + Y_{ss}V_s$$

Isolando V_s , tem-se :

$$V_s = Y_{ss}^{-1}I_s - Y_{ss}^{-1}Y_{sc}V_c$$

$$I_c = Y_{cs}Y_{ss}^{-1}I_s + (Y_{cc} - Y_{cs}Y_{ss}^{-1}Y_{sc})V_c$$

Escrevendo a matriz na forma híbrida :

$$\begin{bmatrix} I_c \\ V_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{cc} - Y_{cs}Y_{ss}^{-1}Y_{sc} & Y_{cs}Y_{ss}^{-1} \\ -Y_{ss}^{-1}Y_{sc} & Y_{ss}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_c \\ I_s \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Admitindo o aterramento de n máquinas, obtém-se :

$$\begin{bmatrix} \vdots \\ V_s \\ \vdots \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \vdots \\ E_s \\ \vdots \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_1 & Z_1 & Z_1 \\ Z_1 & Z_1 & Z_1 \\ Z_1 & Z_1 & Z_1 \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_n & Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_n & Z_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ I_s \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

← Z_{at} →

Onde :

V_E : vetor de tensões das barras monofásicas internas de máquinas.

E_E : vetor de forças eletromotrizes das barras monofásicas internas de máquinas.

Z_1, \dots, Z_n : valores das impedâncias de aterramento das diversas máquinas.

I_E : vetor de correntes injetadas nas barras monofásicas internas das máquinas.

Z_{at} : matriz de impedância de aterramento das máquinas.

Para uma dada máquina, tem-se:

$$\begin{bmatrix} E_E \end{bmatrix} = E \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix}$$

Da equação 2.9 vem :

$$V_E = Y_{EE}^{-1} I_E - Y_{EE}^{-1} Y_{EC} V_C$$

Combinando as equações 2.9 e 2.10, tem-se:

$$\begin{bmatrix} I_C \\ E_E \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{CC} - Y_{CE} Y_{EE}^{-1} Y_{EC} & Y_{CE} Y_{EE}^{-1} \\ -Y_{EE}^{-1} Y_{EC} & Y_{EE}^{-1} + Z_{at} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_C \\ I_E \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

$$E_E = [Y_{EE}^{-1} + Z_{at}] I_E - Y_{EE}^{-1} Y_{EC} V_C$$

$$I_E = [Y_{EE}^{-1} + Z_{at}]^{-1} E_E + [Y_{EE}^{-1} + Z_{at}]^{-1} Y_{EE}^{-1} Y_{EC} V_C \quad (2.12)$$

$$I_C = Y_{CE} Y_{EE}^{-1} I_E + [Y_{CC} - Y_{CE} Y_{EE}^{-1} Y_{EC}] V_C \quad (2.13)$$

Substituindo na equação 2.13 o valor de I_s da equação 2.12, vem :

$$I_o = Y_{co} Y_{ss}^{-1} [Y_{ss}^{-1} + Z_{at}]^{-1} E_s + \\ + \{ Y_{co} Y_{ss}^{-1} [Y_{ss}^{-1} + Z_{at}]^{-1} Y_{ss}^{-1} Y_{so} - \\ - Y_{co} Y_{ss}^{-1} Y_{sc} + Y_{co} \} V_o$$

$$I_o = Y_{co} Y_{ss}^{-1} [Y_{ss}^{-1} + Z_{at}]^{-1} E_s + \\ + \{ Y_{co} (Y_{ss}^{-1} [Y_{ss}^{-1} + Z_{at}]^{-1} - U) Y_{ss}^{-1} Y_{sc} + Y_{co} \} V_o \quad (2.14)$$

Sendo U a matriz identidade.

Então escrevendo matricialmente as equações 2.12 e 2.14, resulta em :

$$\begin{bmatrix} I_o \\ I_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{co} (Y_{ss}^{-1} [Y_{ss}^{-1} + Z_{at}]^{-1} - \\ - U) Y_{ss}^{-1} Y_{so} + Y_{co} & Y_{co} Y_{ss}^{-1} [Y_{ss}^{-1} + Z_{at}]^{-1} \\ [Y_{ss}^{-1} + Z_{at}]^{-1} Y_{ss}^{-1} Y_{so} & [Y_{ss}^{-1} + Z_{at}]^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_o \\ E_s \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

A matriz admitância de barra fica completamente alterada, sendo E_s , o vetor das forças eletromotrizes das barras monofásicas das máquinas, e não a tensão da barra interna para terra. Por outro lado, supondo Z_{at} sendo nulo, a expressão resultante adquire a forma matricial da equação 2.8, que não considera a impedância de aterramento. Neste caso, E_s é igual a V_s .

2.2.2 Modelamento de cargas

As cargas apresentam uma flexibilidade de modelamento que permite sua representação em diferentes formas (VELHO,1974), podendo ser modeladas de acordo com o estudo de fluxo de carga convencional, onde destaca-se a representação de dois padrões :

(i) Carga por potência constante

Esta é a forma tradicional de modelagem empregada na análise de fluxo de carga. Neste caso, as cargas são admitidas ligadas em estrela com o neutro solidamente aterrado, por razões de convergência dos métodos iterativos de solução. No modelamento de componentes de fase, a especificação de diferentes valores para as potências de fase(carga desequilibrada) não oferece problema, e a solução pode ser obtida através do mesmo processo do caso equilibrado.

(ii) Carga por impedância constante

Este é o tipo de representação que apresenta formas alternativas do tipo de ligação da carga conectada no barramento. Assim como: delta, estrela isolada, estrela solidamente aterrada, estrela aterrada por impedância.

A partir do valor de impedância(admitância) das cargas, deriva-se a matriz admitância individual, que na solução do problema, contribuirá na montagem da matriz de admitância da rede, adicionando-a na submatriz da admitância própria do barramento de conexão.

Os diversos tipos de ligação para as cargas modeladas por impedância constante, estão ilustradas na Fig. 2.2.

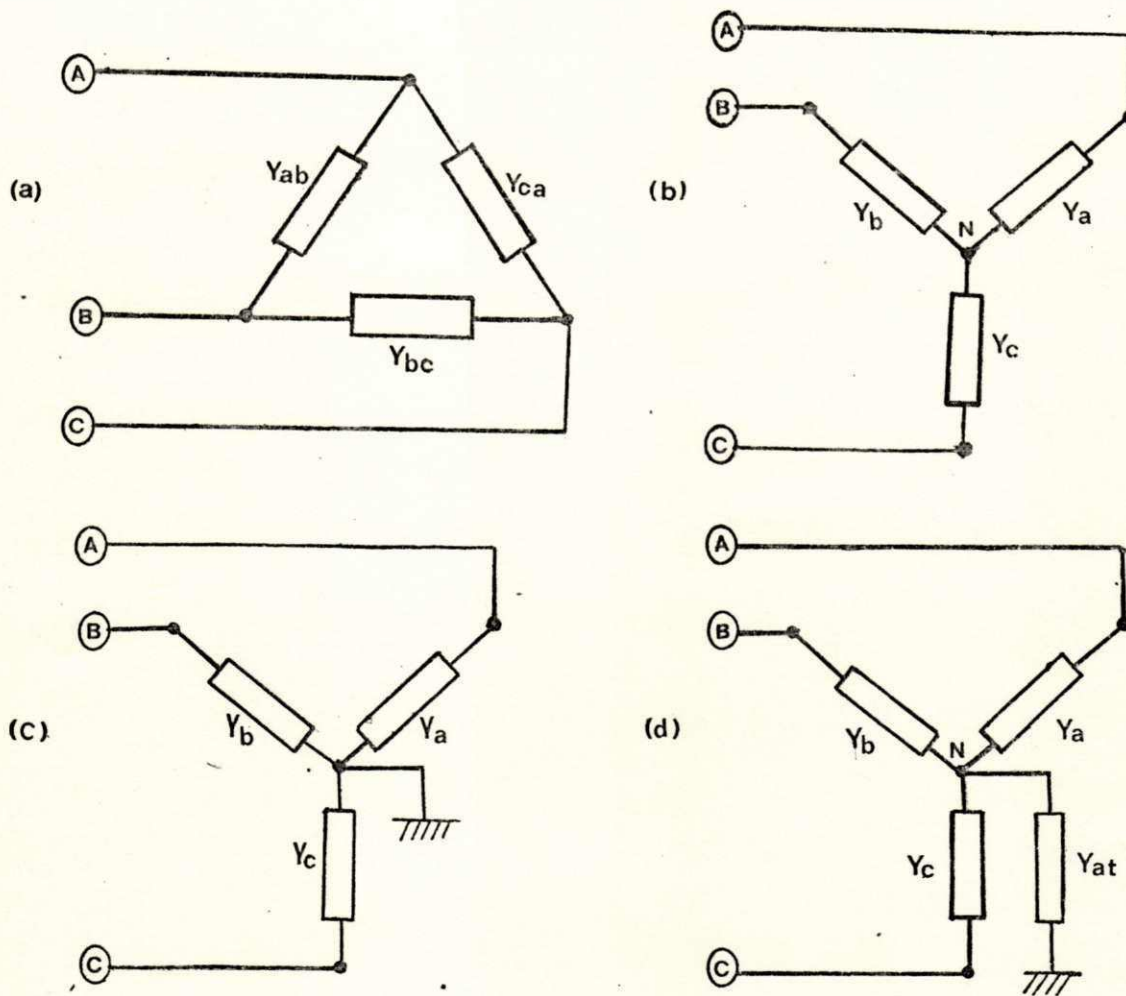


Fig. 2.2. Representação de cargas por impedância constante. (a) Ligação delta, (b) Ligação estrela isolada, (c) Ligação estrela solidamente aterrada, (d) Ligação estrela aterrada por impedância.

As matrizes admitâncias individuais de cada configuração são :

a) Ligação em delta.

$$[Y_{bus}]_i = \begin{bmatrix} A & B & C \\ Y_{ab}+Y_{ca} & -Y_{ab} & -Y_{ca} \\ -Y_{ab} & Y_{ab}+Y_{bc} & -Y_{bc} \\ -Y_{ca} & -Y_{bc} & Y_{ca}+Y_{bc} \end{bmatrix} \begin{matrix} A \\ B \\ C \end{matrix} \quad (2.16)$$

b) Ligação em estrela isolada.

$$[Y_{bus}]_i = \begin{array}{c} \begin{array}{c|c|c|c} \text{A} & \text{B} & \text{C} & \text{N} \\ \hline Y_a & 0 & 0 & -Y_a \\ \hline 0 & Y_b & 0 & -Y_b \\ \hline 0 & 0 & Y_c & -Y_c \\ \hline -Y_a & -Y_b & -Y_c & Y_a+Y_b+Y_c \end{array} \\ \begin{array}{l} \text{A} \\ \text{B} \\ \text{C} \\ \text{N} \end{array} \end{array} \quad (2.17)$$

c) Ligação em estrela solidamente aterrada.

$$[Y_{bus}]_i = \begin{array}{c} \begin{array}{c|c|c} \text{A} & \text{B} & \text{C} \\ \hline Y_a & 0 & 0 \\ \hline 0 & Y_b & 0 \\ \hline 0 & 0 & Y_c \end{array} \\ \begin{array}{l} \text{A} \\ \text{B} \\ \text{C} \end{array} \end{array} \quad (2.18)$$

d) Ligação em estrela aterrada por impedância

$$[Y_{bus}]_i = \begin{array}{c} \begin{array}{c|c|c|c} \text{A} & \text{B} & \text{C} & \text{N} \\ \hline Y_a & 0 & 0 & -Y_a \\ \hline 0 & Y_b & 0 & -Y_b \\ \hline 0 & 0 & Y_c & -Y_c \\ \hline -Y_a & -Y_b & -Y_c & Y_a+Y_b \\ & & & +Y_c+Y_{at} \end{array} \\ \begin{array}{l} \text{A} \\ \text{B} \\ \text{C} \\ \text{N} \end{array} \end{array} \quad (2.19)$$

Onde Y_{at} é a admitância de aterramento da carga

Nas configurações das cargas ligadas em estrela-isolada ou estrela aterrada por impedância, os centro-estrela devem ser eliminados por redução de "Kron" (KRON,1965), já que não existe

injeção de corrente no neutro, a fim de possibilitar uma redução no número das barras a serem mantidas em evidência.

2.2.3 Modelagem dos Elementos em derivação (Estáticos de barras).

Os reatores e capacitores são conectados no sistema de potência para o controle de potência reativa .Os dados para estes elementos estáticos são usualmente fornecidos em termo do valor da potência reativa em MVAR e da tensão em pu (ARRILAGA et alii,1983). A partir daí, deriva-se o valor de sua admitância:

$$Y_p^m = Q_p^m / (\text{Pot. base} \cdot |V_p|^2) \quad (2.20)$$

Onde: p é referência do barramento e m é as fases deste.

$|V_p|$: módulo da tensão em pu a que está referida a potência reativa do elemento.

Considere um banco trifásico de capacitores mostrado na Fig. 2.3, com sua matriz em derivação, juntamente com a sua representação de forma compacta.

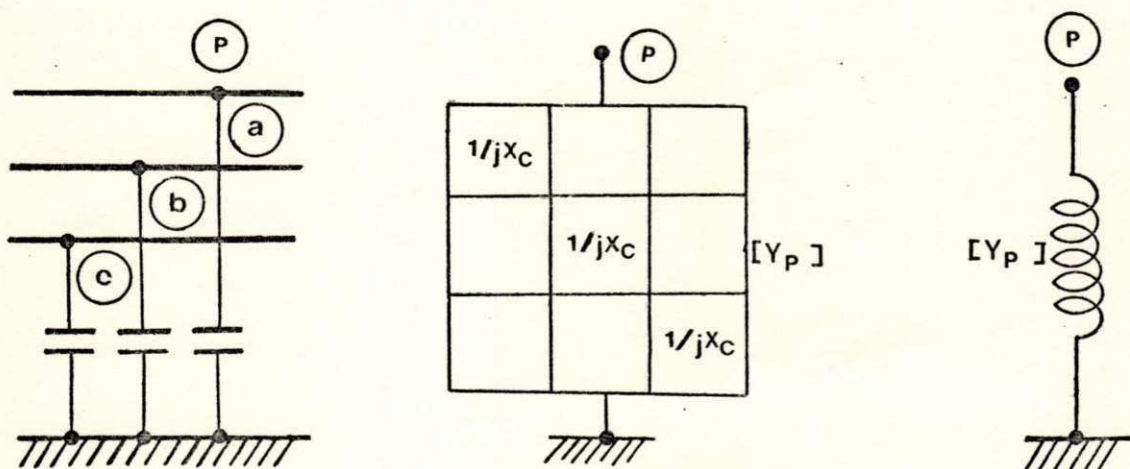


Fig. 2.3. Representação de um banco de capacitores em derivação.

A matriz admitância para elementos em derivação é usualmente diagonal, pois normalmente não há acoplamento entre os componentes de cada fase, ou seja, apresenta o comportamento de uma conexão em estrela solidamente aterrada. Esta matriz é incorporada diretamente na matriz admitância do sistema, contribuindo apenas para admitância própria de uma barra particular.

2.2.4 Modelamento de transformadores

No cálculo de fluxo de carga monofásico, a representação dos modelos dos transformadores se faz através da reatância de sequência positiva, sem levar em consideração o tipo de ligação dos enrolamentos. Partindo para a metodologia trifásica, tal simplicidade não ocorre, devido o fato de haver a interação de grandezas de seqüências, o que torna relevante a consideração dos diversos tipos de ligação dos enrolamentos (LAUGHTON, 1968).

Existe duas formas alternativas de modelar um transformador, que é o modelo de Lattice e a modelagem matricial. Assim o modelo de Lattice por circuitos equivalentes é conveniente a cálculos manuais e permite uma clara visualização do problema, por se aproximar do modelo físico do elemento. A notação matricial permite uma automatização do processo e uma abordagem de enorme variedades de ligações possíveis.

O diagrama de Lattice é um circuito equivalente para representar o transformador, baseando-se nas regras de formação

da matriz Y_{bus} da rede elétrica, que conduz à mesma matriz de admitância nodal que o equacionamento do modelo convencional.

Supõe-se que cada enrolamento de um transformador trifásico é constituído por transformadores monofásicos independentes. Com a associação dos diagramas de Lattice dos componentes de acordo com o tipo de ligação do transformador trifásico pode-se esboçar seu modelo matricial. No caso geral, onde deseja-se representar o aparecimento de transformadores com "taps" em ambos os enrolamentos, o diagrama de Lattice assume a configuração mostrada na Figura 2.4, onde os valores α e β indicam os "taps" de cada enrolamento.

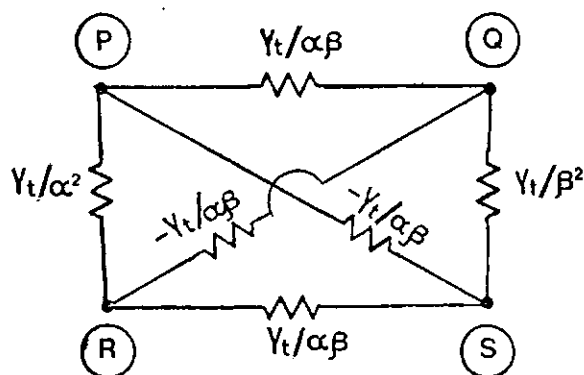


Fig. 2.4. Circuito equivalente de transformador monofásico com "taps" não-nominais em ambos enrolamentos

Os modelos de Lattice, juntamente com os modelos matriciais correspondentes aos circuitos equivalentes de fase, que representam os diferentes tipos de conexões dos enrolamentos dos transformadores, são estabelecidos a seguir :

Transformador estrela-estrela

Os diagramas de Lattice correspondentes ao tipo de representação deste transformador são apresentados na Fig. 2.5.

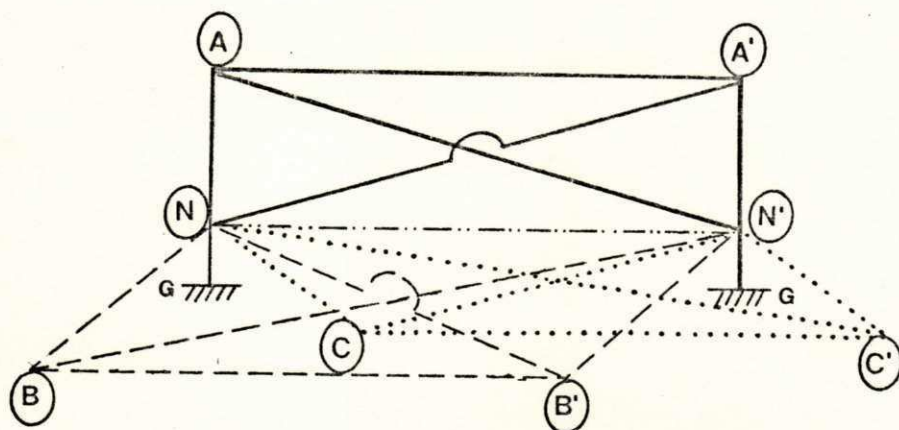


Fig. 2.5. Diagramas de Lattice do circuito equivalente de um transformador trifásico(ou banco) ligado em estrela-estrela, com neutros aterrados por impedâncias(G representa a terra).

A matriz $[Y_{bus}]_i$ correspondente à Fig. 2.5 pode ser facilmente obtida por inspeção e é apresentada na equação 2.21.

$$[Y_{bus}]_i = \begin{array}{c} \begin{array}{c|c|c|c|c|c|c|c} \text{A} & \text{B} & \text{C} & \text{A}' & \text{B}' & \text{C}' & \text{N} & \text{N}' \\ \hline y/a^2 & 0 & 0 & -y/a\beta & 0 & 0 & -y/a^2 & y/a\beta \\ \hline 0 & y/a^2 & 0 & 0 & -y/a\beta & 0 & -y/a^2 & y/a\beta \\ \hline 0 & 0 & y/a^2 & 0 & 0 & -y/a\beta & -y/a^2 & y/a\beta \\ \hline -y/a\beta & 0 & 0 & y/\beta^2 & 0 & 0 & y/a\beta & -y/\beta^2 \\ \hline 0 & -y/a\beta & 0 & 0 & y/\beta^2 & 0 & y/a\beta & -y/\beta^2 \\ \hline 0 & 0 & -y/a\beta & 0 & 0 & y/\beta^2 & y/a\beta & -y/\beta^2 \\ \hline -y/a^2 & -y/a^2 & -y/a^2 & y/a\beta & y/a\beta & y/a\beta & 3y/a^2 & -3y/a\beta \\ & & & & & & +yNG & \\ \hline y/a\beta & y/a\beta & y/a\beta & -y/\beta^2 & -y/\beta^2 & -y/\beta^2 & -3y/a\beta & 3y/\beta^2 \\ & & & & & & & +yN'G \end{array} & \begin{array}{l} \text{A} \\ \text{B} \\ \text{C} \\ \text{A}' \\ \text{B}' \\ \text{C}' \\ \text{N} \\ \text{N}' \end{array} \end{array} \quad (2.21)$$

Características adicionais podem ser enfatizadas com relação ao critério de aterramento deste transformador:

(i) Com os neutros solidamente aterrados, os nós N e N' representam a própria referência, o que leva a rejeição das linhas e colunas pertencentes a esses nós.

(ii) Caso os neutros não sejam aterrados e nem conectados entre si, então $y_{NG} = y_{N'G} = 0$.

(iii) Se os neutros tiverem uma ligação $Y_{NN'}$ externamente entre si, soma esse valor na admitância própria de N e N' e subtrai na posição $N-N'$ (admitância de transferência).

Nos dois últimos casos, a eliminação dos neutros se faz por redução de "Kron".

Transformador delta-estrela

Através do diagrama de Lattice da Fig. 2.6, pode-se visualizar de forma mais clara a conexão do transformador delta-estrela para o modelo adotado.

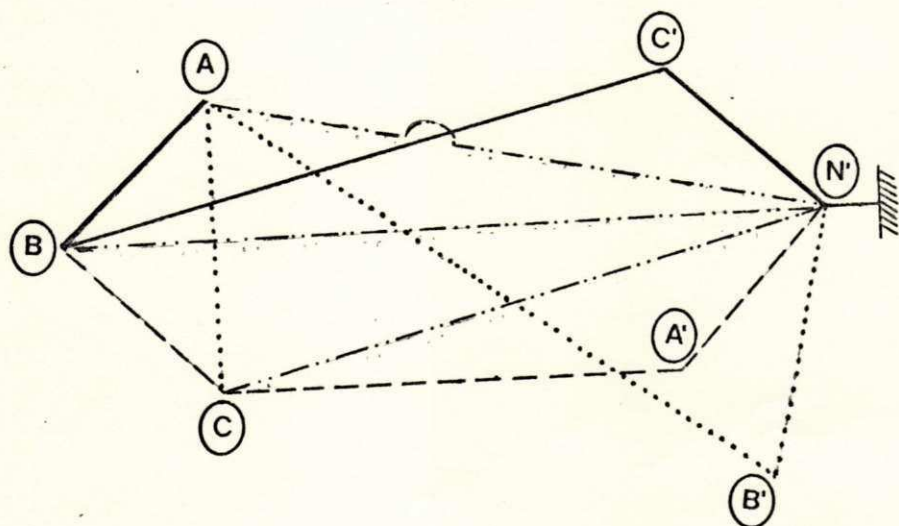


Fig.2.6. Diagramas de Lattice do circuito equivalente de um transformador trifásico(ou banco) ligado em delta-estrela.

A convenção usada na numeração dos nós e a identificação dos lados opostos do diagrama simétrico de Lattice : B-A/C'-N ; C-B/A'-N ; A-C/B'-N (LAUGHTON,1968).

Este modelo em contraposição a outras formas de modelamento existentes, introduz automaticamente a rotação de fase, característica dos bancos delta-estrela.

A matriz admitância individual montada para este tipo de conexão do transformador recai na equação 2.22.

$$[Y_{bus}]_1 = \begin{array}{c} \left[\begin{array}{ccccccc} A & B & C & A' & B' & C' & N' \\ \hline 2y/a^2 & -y/a^2 & -y/a^2 & 0 & -y/a\beta & y/a\beta & 0 \\ \hline -y/a^2 & 2y/a^2 & -y/a^2 & y/a\beta & 0 & -y/a\beta & 0 \\ \hline -y/a^2 & -y/a^2 & 2y/a^2 & -y/a\beta & y/a\beta & 0 & 0 \\ \hline 0 & y/a\beta & -y/a\beta & y/\beta^2 & 0 & 0 & -y/\beta^2 \\ \hline -y/a\beta & 0 & y/a\beta & 0 & y/\beta^2 & 0 & -y/\beta^2 \\ \hline y/a\beta & -y/a\beta & 0 & 0 & 0 & y/\beta^2 & -y/\beta^2 \\ \hline 0 & 0 & 0 & -y/\beta^2 & -y/\beta^2 & -y/\beta^2 & 3y/\beta^2 \\ \hline & & & & & & +y_{N'-G} \end{array} \right] \begin{array}{l} A \\ B \\ C \\ A' \\ B' \\ C' \\ N' \end{array} \end{array} \quad (2.22)$$

Caso o centro-estrela for solidamente aterrado então N' coincide com G, podendo não levar em consideração a linha e coluna correspondentes a N'. No caso de $y_{N'-G}$ assumir qualquer valor, o nó N' pode ser reduzido por "Kron", recaindo na matriz de admitância nodal definida para o trecho da rede.

Cabe ressaltar que os valores dos "taps" primário e secundário, respectivamente, são definidos da seguinte forma :

$$\alpha = 3 (1 + t_a)$$

$$\beta = (1 + t_b)$$

Onde: t_a e t_b representam o percentual de ajuste não-nominal, e o fator de $\sqrt{3}$ surge em decorrência da própria estrutura do sistema por unidade.

De forma compatível com o modelo apresentado da matriz admitância de barra do transformador delta-estrela, define-se a representação para a matriz do transformador estrela-delta (Equação 2.23).

$$[Y_{bus}]_1 = \begin{array}{c|cccccc|c} & A & B & C & A' & B' & C' & N \\ \hline A & y/a^2 & 0 & 0 & 0 & y/a\beta & -y/a\beta & -y/a^2 \\ \hline B & 0 & y/a^2 & 0 & -y/a\beta & 0 & y/a\beta & -y/a^2 \\ \hline C & 0 & 0 & y/a^2 & y/a\beta & -y/a\beta & 0 & -y/a^2 \\ \hline A' & 0 & -y/a\beta & y/a\beta & 2y/\beta^2 & -y/\beta^2 & -y/\beta^2 & 0 \\ \hline B' & y/a\beta & 0 & -y/a\beta & -y/\beta^2 & 2y/\beta^2 & -y/\beta^2 & 0 \\ \hline C' & -y/a\beta & -y/a\beta & 0 & -y/\beta^2 & -y/\beta^2 & 2y/\beta^2 & 0 \\ \hline N & -y/a^2 & -y/a^2 & -y/a^2 & 0 & 0 & 0 & 3y/a^2 + y_{NG} \end{array} \quad (2.23)$$

As regras que definem o aterramento da conexão estrela são semelhantes as apresentadas no modelo do transformador delta-estrela.

Comentário adicional pode ser frisado com relação ao defasamento entre os ângulos das tensões iniciais referentes a ambos os lados do transformador (delta-estrela ou estrela-delta): na dedução do modelo se estabelece uma defasagem de 90° entre as fases correspondentes do enrolamento em delta para o enrolamento em estrela (VELHO, 1974), como mostra o diagrama fasorial na Fig. 2.7.

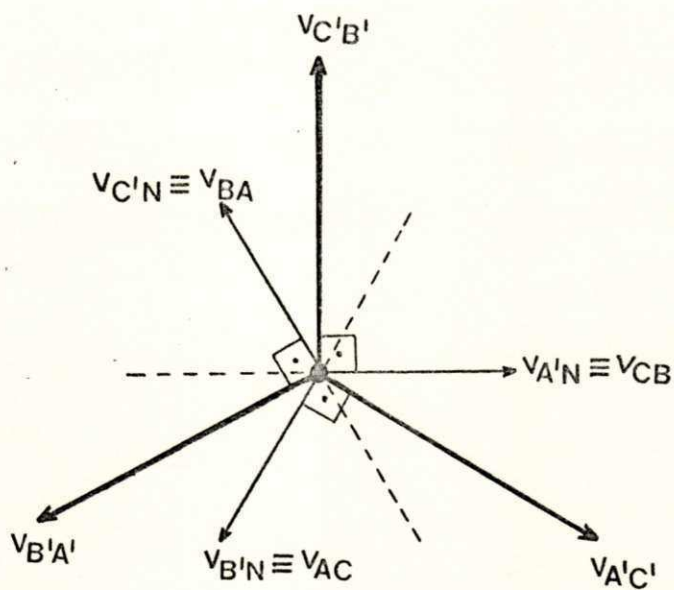


Fig. 2.7. Diagrama fasorial da tensão de cada enrolamento do transformador delta-estrela.

Transformador delta-delta

Este modelo de transformador trifásico, ou banco pode ser obtido na forma de um circuito equivalente, por associação conveniente dos diagramas de Lattice de cada transformador monofásico componente, como expõe a Fig. 2.8.

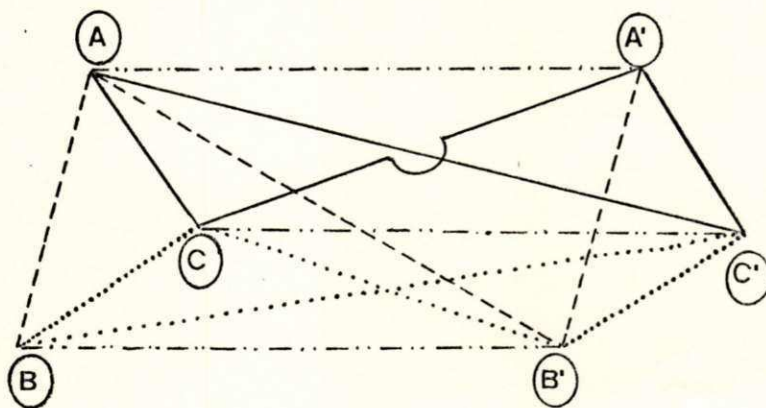


Fig. 2.8. Diagramas de Lattice para representação do circuito equivalente de um transformador trifásico(ou banco) ligado em delta-delta

A matriz de admitância pode ser então definida pela a equação 2.24 a seguir.

$$[Y_{bus}]_1 = \begin{array}{c} \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|} \hline A & B & C & A' & B' & C' \\ \hline 2y/a^2 & -y/a^2 & -y/a^2 & -2y/a\beta & y/a\beta & y/a\beta \\ \hline -y/a^2 & 2y/a^2 & -y/a^2 & y/a\beta & -2y/a\beta & y/a\beta \\ \hline -y/a^2 & -y/a^2 & 2y/a^2 & y/a\beta & y/a\beta & -2y/a\beta \\ \hline -2y/a\beta & y/a\beta & y/a\beta & 2y/\beta^2 & -y/\beta^2 & -y/\beta^2 \\ \hline y/a\beta & -2y/a\beta & y/a\beta & -y/\beta^2 & 2y/\beta^2 & -y/\beta^2 \\ \hline y/a\beta & y/a\beta & -2y/a\beta & -y/\beta^2 & -y/\beta^2 & 2y/\beta^2 \\ \hline \end{array} & \begin{array}{l} A \\ B \\ C \\ A' \\ B' \\ C' \end{array} \end{array} \quad (2.24)$$

Geralmente, qualquer transformador trifásico de dois enrolamentos pode ser representado considerando o acoplamento entre ambos enrolamentos (ARRILAGA et alii, 1983). A rede e a matriz admitância para esta representação é ilustrada na Fig. 2.9.

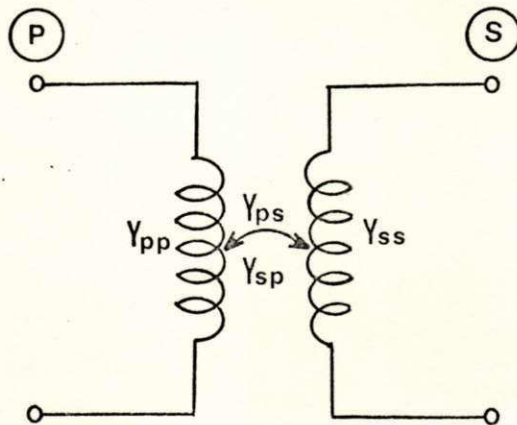


Fig. 2.9. Transformador de dois enrolamento com acoplamento entre os enrolamentos.

$$\begin{bmatrix} I_P \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{PP} & Y_{PS} \\ Y_{SP} & Y_{SS} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_P \\ V_S \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

Onde :

$$[Y_{SP}] = [Y_{PS}]^t$$

O acoplamento entre os dois enrolamentos compostos é bilateral.

Y_{PP} : submatriz trifásica do enrolamento primário.

Y_{SS} : submatriz trifásica do enrolamento secundário.

Y_{PS} e Y_{SP} : submatrizes trifásicas que representam o acoplamento mútuo entre os enrolamentos primário-secundário e secundário-primário, respectivamente.

Por meio desta configuração, as conexões comuns dos transformadores trifásicos podem ser modeladas por submatrizes básicas, para serem usadas na formulação da matriz admitância nodal, sendo elas já desenvolvidas anteriormente. Como explicita as equações 2.26 a 2.28.

$$Y_I = \begin{bmatrix} Y_t & 0 & 0 \\ 0 & Y_t & 0 \\ 0 & 0 & Y_t \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

$$Y_{II} = \begin{bmatrix} 2Y_t & -Y_t & Y_t \\ -Y_t & 2Y_t & -Y_t \\ -Y_t & -Y_t & 2Y_t \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

$$Y_{III} = \begin{bmatrix} 0 & Y_t & -Y_t \\ -Y_t & 0 & Y_t \\ Y_t & -Y_t & 0 \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

As submatrizes $[Y_{pp}]$, $[Y_{ps}]$, $[Y_{sp}]$ e $[Y_{ss}]$ são dadas na tabela 2.1 para conexões comuns no transformador.

Tabela 2.1. Submatrizes básicas usadas na formação das matrizes de admitâncias dos transformadores.

Conexão do Transformador		Admitância própria		Admitância mútua
barra p	barra s	$[Y_{pp}]$	$[Y_{ss}]$	$[Y_{ps}], [Y_{sp}]^t$
Estrela-G	Estrela-G	Y_I	Y_I	$-Y_I$
Estrela-G	Estrela	$Y_{II}/3$	$Y_{II}/3$	$-Y_{II}/3$
Estrela	Estrela	$Y_{II}/3$	$Y_{II}/3$	$-Y_{II}/3$
Delta	Estrela-G	Y_{II}	Y_I	Y_{III}^t
Estrela-G	Delta	Y_I	Y_{II}	Y_{III}
Delta	Delta	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$

As submatrizes definidas devem ser modificadas quando considera-se o ajuste de "tap" não-nominal. Esta alteração é feita de tal forma :

(i) Divide os elementos da matriz admitância própria do enrolamento primário por α^2 .

(ii) Divide os elementos da matriz admitância própria do enrolamento secundário por β^2 .

(iii) Divide os elementos da matriz admitância mútua por $\alpha\beta$.

No sistema por unidade, o enrolamento em delta tem um "tap" não-nominal de $\sqrt{3}$, que deve ser incluído nas submatrizes básicas.

2.2.5 Modelamento trifásico das linhas de transmissão

Os parâmetros das linhas de transmissão são calculados das características geométricas da linha. Os parâmetros calculados são expressos como impedância série e admitância em paralelo por unidade de comprimento. O efeito dos condutores terra e a influência da corrente de aterramento são incluídos nas reatâncias própria e mútua das fases dos condutores.

Uma linha de transmissão trifásica pode ser modelada por três circuitos π nominais, com acoplamento entre ambos ramos série e paralelo dos três circuitos (ARRILAGA et alii, 1983).

A impedância série e a admitância em derivação da representação da linha trifásica pelo circuito π nominal é mostrada na Fig. 2.10(a) e a matriz equivalente é ilustrada na Fig. 2.10(b). Estas duas matrizes podem ser representadas por componentes trifásicos da admitância (Fig. 2.10(c)).

As matrizes $[Z_{1k}]^{-1}$ e $[Y_{1k}]$ constituem respectivamente a matriz de admitância primitiva obtida considerando-se somente o efeito eletromagnético e a matriz de admitância capacitiva obtida levando em conta somente o efeito eletrostático. Ambas são simétricas, pois se admite que a linha de transmissão seja um elemento bilateral, desta forma todo triângulo superior da matriz pode ser constituído por elementos distintos.

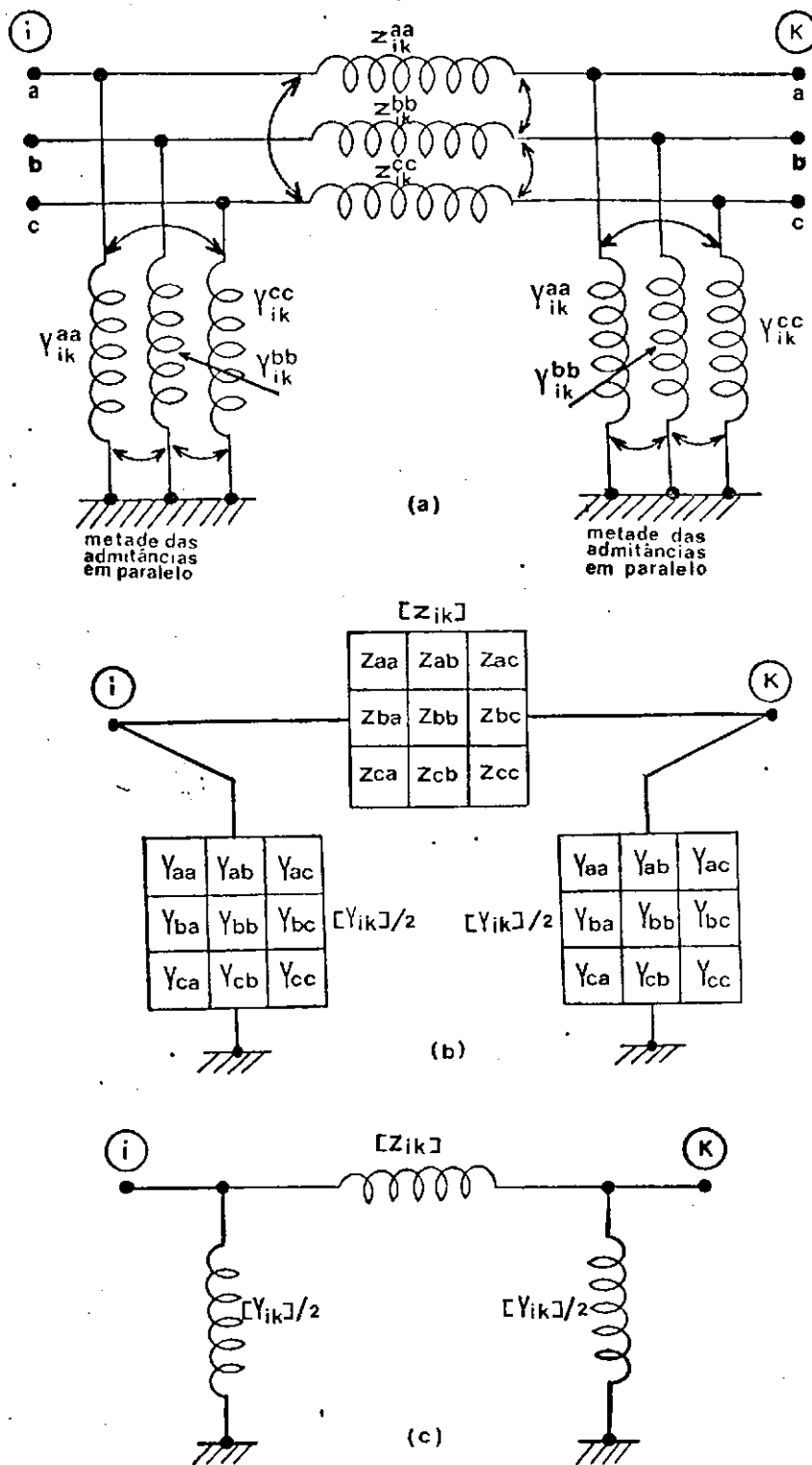


Fig. 2.10. Modelo de uma linha de transmissão trifásica. (a) Circuito equivalente; (b) Matriz equivalente; (c) Representação usando admitâncias trifásicas.

A matriz de admitância nodal individual da linha $[Y_{bus}]_i$ é desenvolvida sem dificuldades utilizando o algoritmo de "inspeção direta".

$$\begin{array}{c}
 [Y_{bus}]_i \\
 \left[\begin{array}{c} I_i \\ \hline I_k \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c|c} [Z_{ik}]^{-1} + [Y_{ik}]/2 & -[Z_{ik}]^{-1} \\ \hline -[Z_{ik}]^{-1} & [Z_{ik}]^{-1} + [Y_{ik}]/2 \end{array} \right] \left[\begin{array}{c} V_i \\ \hline V_k \end{array} \right]
 \end{array}
 \quad (2.29)$$

Esta representação não é bastante precisa para linhas eletricamente longas. O equacionamento de linhas longas perfeitamente transpostas ou não-transpostas envolve o estabelecimento e solução de um sistema de equações diferenciais parciais, que torna sua modelagem complexa. Entretanto, para frequência nominal da rede, é considerado suficiente modelar uma linha longa como uma série de duas, três ou mais seções π nominais. Segundo ROBBA e VELHO(1975), uma linha longa deve ser dividida em trechos de aproximadamente 50 Km, com a introdução de barras fictícias.

2.2.5.1 Linhas mutuamente acopladas

Quando duas ou mais linhas de transmissão ocupam o mesmo caminho para um determinado comprimento, o acoplamento eletrostático e eletromagnético entre estas linhas deve ser considerado.

Considere o caso básico de duas linhas trifásicas mutuamente acopladas. Ambas formam um subsistema composto de quatro barras do sistema, onde cada elemento é uma matriz (3x3) e

toda tensão e corrente são vetores (3x1). Como ilustra a Fig. 2.11, as matrizes em série representam o acoplamento eletromagnético, enquanto os elementos em derivação representam o acoplamento capacitivo ou eletrostático.

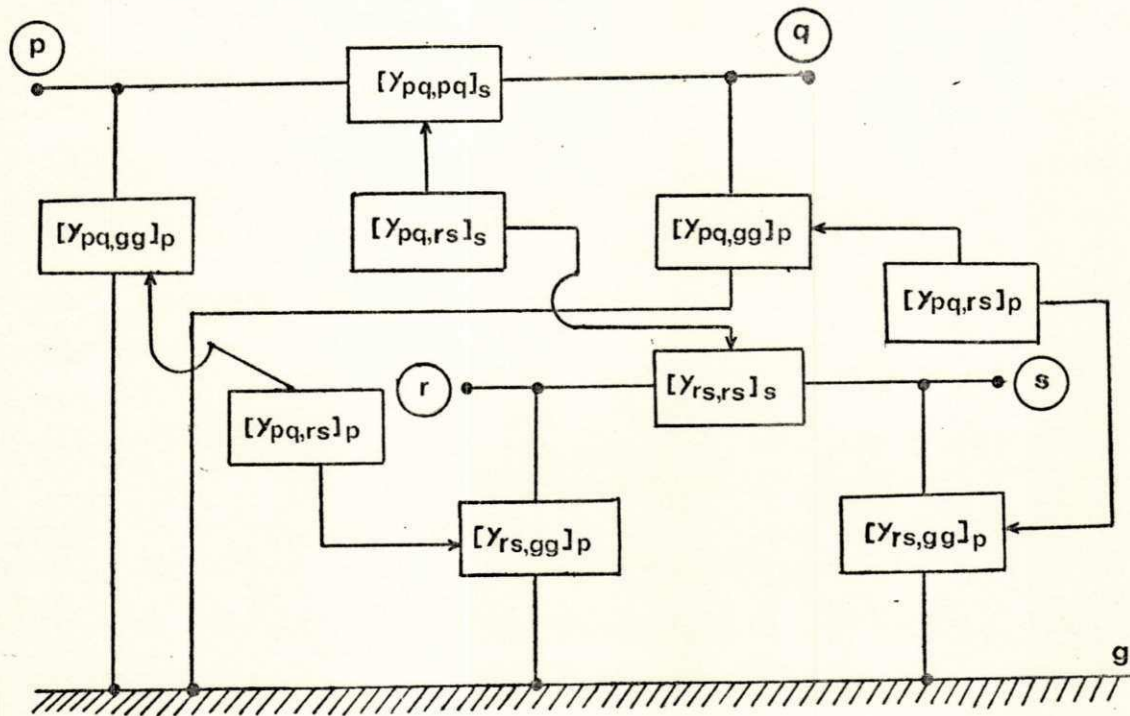


Fig. 2.11. Associação de circuitos π nominais para modelar linha de transmissão com circuitos mutuamente acoplados.

Utilizando o algoritmo de formação da matriz $[Y_{bus}]$ com mútuas, é simples demonstrar que a matriz $[Y_{bus}]$ representativa do circuito duplo da linha de transmissão pode ser escrita, em termos das matrizes primitivas, conforme indicado na equação 2.30 a seguir :

$$\begin{array}{c}
 \begin{array}{c} I_p \\ \text{---} \\ I_r \\ \text{---} \\ I_q \\ \text{---} \\ I_s \end{array} \\
 \end{array}
 =
 \begin{array}{c}
 \begin{array}{c} [Y_{pq,pa}]_s \\ + \\ [Y_{pq,ss}]_p \end{array} \\
 \text{---} \\
 \begin{array}{c} [Y_{pq,rs}]_s^t \\ + \\ [Y_{pq,rs}]_p^t \end{array} \\
 \text{---} \\
 \begin{array}{c} -[Y_{pq,pa}]_s \\ \text{---} \\ -[Y_{pq,rs}]_s^t \end{array} \\
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \begin{array}{c} [Y_{pq,rs}]_s \\ + \\ [Y_{pq,rs}]_p \end{array} \\
 \text{---} \\
 \begin{array}{c} [Y_{rs,rs}]_s \\ + \\ [Y_{rs,ss}]_p \end{array} \\
 \text{---} \\
 \begin{array}{c} -[Y_{pq,rs}]_s \\ \text{---} \\ -[Y_{rs,rs}]_s \end{array} \\
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \begin{array}{c} -[Y_{pq,pa}]_s \\ \text{---} \\ -[Y_{pq,rs}]_s^t \end{array} \\
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \begin{array}{c} [Y_{pq,pa}]_s \\ + \\ [Y_{pq,ss}]_p \end{array} \\
 \text{---} \\
 \begin{array}{c} [Y_{pq,rs}]_s^t \\ + \\ [Y_{pq,rs}]_p^t \end{array} \\
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \begin{array}{c} -[Y_{pq,rs}]_s \\ \text{---} \\ -[Y_{rs,rs}]_s \end{array} \\
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \begin{array}{c} [Y_{pq,rs}]_s \\ + \\ [Y_{pq,rs}]_p \end{array} \\
 \text{---} \\
 \begin{array}{c} [Y_{rs,rs}]_s \\ + \\ [Y_{rs,ss}]_p \end{array} \\
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 V_p \\ \text{---} \\ V_r \\ \text{---} \\ V_q \\ \text{---} \\ V_s
 \end{array}
 \end{array}
 \quad [Y_{bus}]
 \quad (2.30)$$

É assumido que o acoplamento é bilateral. Portanto, $[Y_{rs,pq}]_s = [Y_{pq,rs}]_s^t$, etc.

2.2.5.2 Agrupamento dos subsistemas das linhas de transmissão

Os subsistemas das linhas de transmissão são montados na matriz de impedância primitiva, que é composta de $N \times N$ submatrizes (3x3), onde N é o número de ligações da rede (RAMOS e DIAS, 1983). Explicitamente :

$$[Z_{\alpha\beta, \sigma\delta}^{abc}] = \begin{bmatrix} [Z_{pq,pq}^{abc}]_s & [Z_{pq,mn}^{abc}]_s & \dots & [Z_{pq,rs}^{abc}]_s \\ [Z_{mn,pq}^{abc}]_s & [Z_{mn,mn}^{abc}]_s & \dots & [Z_{mn,rs}^{abc}]_s \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ [Z_{rs,pq}^{abc}]_s & [Z_{rs,mn}^{abc}]_s & \dots & [Z_{rs,rs}^{abc}]_s \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

Onde:

$[Z_{\alpha\beta, \sigma\delta}^{abc}]$: Matriz impedância primitiva da rede, onde α , β , σ e δ são índices variáveis tais que abrangem todas as ligações da rede.

$$[Z_{pq, mn}^{abc}] = [Z_{mn, pq}^{abc}]^t, \dots, \text{etc.}$$

Os termos dispostos na diagonal representam as características próprias das linhas de transmissão, os demais termos figuram como acoplamento existente entre as linhas.

Esta matriz de impedância primitiva sofre um processo de inversão, transformando-se na matriz admitância primitiva da rede, a qual contribui diretamente na formação da $[Y_{bus}]$ do sistema por inspeção. Uma característica peculiar é a esparsidade que ocorre tanto na matriz impedância primitiva como na admitância primitiva de agrupamento da rede elétrica.

No caso geral, em linhas de comprimento médio, evidentemente, entra na composição do modelo, as matrizes capacitâncias em derivação. No tratamento dado a simulação digital, os elementos em derivação são distribuídos equitativamente em ambas extremidades da linha, então as matrizes capacitivas fornecidas na entrada de dados são divididas por dois gerando, obviamente, duas matrizes. A configuração das ligações adquirem a representação ilustrada na Fig. 2.12.

Estes elementos em derivação são agrupados, seguindo a mesma padronização da montagem na matriz impedância primitiva, inclusive adotando o acoplamento entre as ligações. Este critério

adotado visa facilitar a contribuição destes elementos trifásicos durante a formação da $[Y_{bus}]$ na simulação digital.

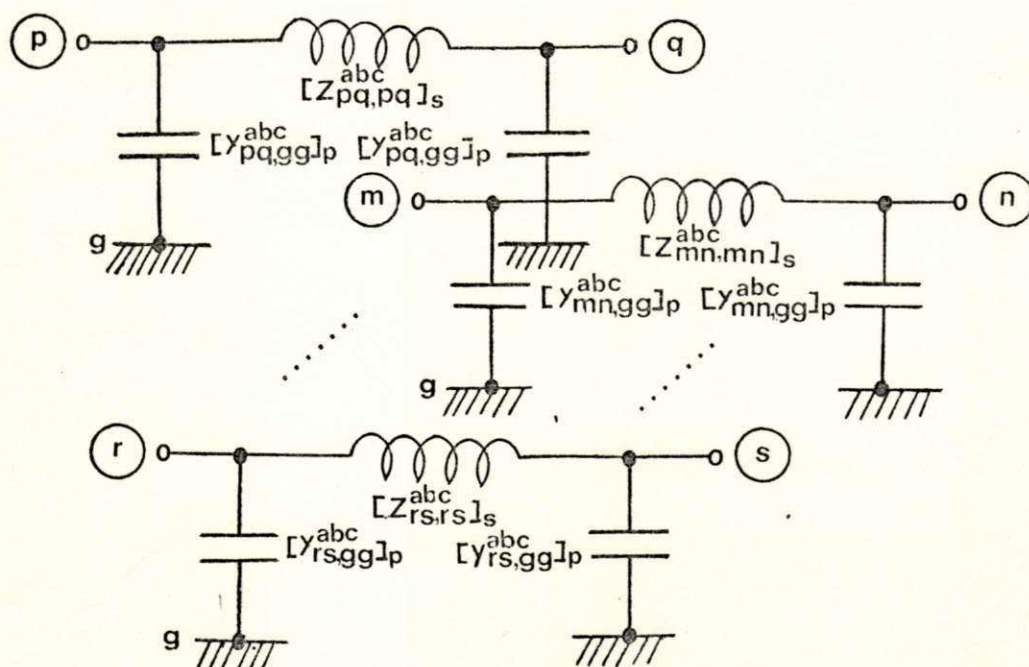


Fig. 2.12. Representação dos elementos agrupados nas matrizes impedância primitiva e admitâncias primitiva em derivação.

2.3 Formação da matriz de admitância nodal do sistema

Tomando-se como base os modelos individuais de cada elemento trifásico da rede, através de suas respectivas matrizes nodais elementares, torna-se bastante simples a montagem da matriz admitância total. Para tanto é suficiente conhecer-se a topologia do sistema e o tipo de componente constituinte de cada elo (provinientes do arquivo de dados de ligações) e operar-se com as matrizes elementares como submatrizes da matriz total. Lembrando que todas as impedâncias mútuas já estão embutidas nas submatrizes relativas às linhas de transmissão. As matrizes admitâncias dos elementos(e subsistemas) podem ser manipulados

eficientemente se os três nós (ou fases) na barra são associados juntos, pois isso facilita a formação da matriz admitância para o sistema geral.

As regras básicas para formação da $[Y_{bus}]$ da rede elétrica (ARRILAGA e HARKER, 1978) são :

a) A matriz admitância própria de cada barra é a soma de todas as matrizes de admitâncias próprias individuais naquela barra.

b) A admitância mútua entre duas barras é a soma das matrizes de admitância mútua de todos os subsistemas contendo aqueles dois nós.

Os geradores, transformadores, cargas representadas por impedâncias e estáticos de barras contribuem diretamente na $[Y_{bus}]$ através das $[Y_{bus}]_i$ de cada elemento.

No transcorrer da solução do problema, durante a fase de montagem da matriz $[Y_{bus}]$ do sistema global em componentes de fase, as matrizes $[Y_{bus}]_i$ de cada linha de transmissão (ou grupos de linha mutuamente acoplados) são computados muito simplesmente, ou seja, por adição de cada elemento (3x3) da matriz parcial, na respectiva posição da $[Y_{bus}]$ do sistema total. De maneira detalhada cada elemento primitivo, por exemplo, $(y_{pq,pq})_e$ obtido pela inversão da matriz impedância primitiva (Equação 2.31), deve entrar na constituição da matriz admitância seguindo o algoritmo denominado "inspeção direta" (VELHO, 1974), que se apresenta de acordo com a equação 2.32.

$$\begin{aligned}
Y_{bus}(p,q) &= Y_{bus}(p,q) - (y_{pq,pa})_e \\
Y_{bus}(q,p) &= Y_{bus}(q,p) - (y_{pq,pa})_e \\
Y_{bus}(p,p) &= Y_{bus}(p,p) + (y_{pq,pa})_e \\
Y_{bus}(q,q) &= Y_{bus}(q,q) + (y_{pq,pa})_e
\end{aligned}
\tag{2.32}$$

Tratando-se de linha de comprimento médio o elemento primitivo em derivação é adicionado no algoritmo apenas contribuindo nas admitâncias próprias(Equação 2.33).

$$\begin{aligned}
Y_{bus}(p,p) &= Y_{bus}(p,p) + (y_{pq,pa})_e + (y_{pq,ss})_p \\
Y_{bus}(q,q) &= Y_{bus}(q,q) + (y_{pq,pa})_e + (y_{pq,ss})_p
\end{aligned}
\tag{2.33}$$

Com a existência de mútuas nas linhas, utiliza-se o algoritmo de "montagem com mútuas" (VELHO,1974), onde cada elemento, por exemplo, $(y_{pq,ra})_e$ constituinte da matriz admitância primitiva em derivação deve ser adicionado nas posições correspondentes a barras de mesma polaridade e subtraída nas posições que correspondem a barras de polaridades diferentes.

O algoritmo de "montagem com mútuas" é estruturado da seguinte forma :

$$\begin{aligned}
Y_{bus}(p,s) &= Y_{bus}(p,s) - (y_{pq,ra})_e \\
Y_{bus}(s,p) &= Y_{bus}(s,p) - (y_{pq,ra})_e^t \\
Y_{bus}(q,r) &= Y_{bus}(q,r) - (y_{pq,ra})_e \\
Y_{bus}(r,q) &= Y_{bus}(r,q) - (y_{pq,ra})_e^t \\
Y_{bus}(p,r) &= Y_{bus}(p,r) + (y_{pq,ra})_e \\
Y_{bus}(r,p) &= Y_{bus}(r,p) + (y_{pq,ra})_e^t \\
Y_{bus}(q,s) &= Y_{bus}(q,s) + (y_{pq,ra})_e \\
Y_{bus}(s,q) &= Y_{bus}(s,q) + (y_{pq,ra})_e^t
\end{aligned}
\tag{2.34}$$

Observa-se que o algoritmo de "inspeção direta" é um caso particular do algoritmo de "montagem com mútuas" em que o elemento primitivo $(y_{pq,rs})_s$ seria substituído por $(y_{pq,rs})_e$.

Caso haja necessidade de introduzir o elemento da admitância primitiva em derivação representando o acoplamento entre as ligações, segue-se o mesmo procedimento aplicado no algoritmo de "inspeção direta", que se baseia na adição de cada termo nas posições correspondentes de mesma polaridade (Equação 2.35).

$$\begin{aligned} Y_{bus}(p,r) &= Y_{bus}(p,r) + (y_{pq,rs})_s + (y_{pq,rs})_p \\ Y_{bus}(r,q) &= Y_{bus}(r,q) + (y_{pq,rs})_s^t + (y_{pq,rs})_p^t \\ Y_{bus}(q,s) &= Y_{bus}(q,s) + (y_{pq,rs})_s + (y_{pq,rs})_p \\ Y_{bus}(s,q) &= Y_{bus}(s,q) + (y_{pq,rs})_s^t + (y_{pq,rs})_p^t \end{aligned} \quad (2.35)$$

CAPÍTULO III

MÉTODO DE NEWTON RAPHSON DESACOPLADO RÁPIDO

3.1 Introdução

Estudos foram realizados motivados pela necessidade premente de métodos de cálculo de fluxo de carga mais rápidos, que permitissem analisar grandes sistemas elétricos. Assim evoluíram os métodos desacoplados, baseados em hipóteses simplificadoras do método de Newton-Raphson convencional.

Uma investigação profunda para as técnicas desacopladas e componentes do sistema de potência trifásico resultou na formulação de um eficiente fluxo de carga trifásico desacoplado rápido (ARRILAGA e HARKER, 1978) com características similares do método desacoplado rápido monofásico.

O método de Newton-Raphson comporta algumas aproximações em função da redução do tempo de processamento. As modificações requeridas no método foram extendidas buscando uma solução para os efeitos mútuos entre fases e entre linhas paralelas, além da presença de grandes admitâncias em derivação em alguns circuitos equivalentes dos transformadores. Com isso o algoritmo desacoplado se mostrou extremamente eficiente, proporcionando uma convergência rápida e confiável em condições extremas de desbalanço em regime permanente.

A aplicação do método nos sistemas elétricos, tem apresentado resultados satisfatórios justificando a sua adoção em detrimento dos outros métodos disponíveis.

3.2 Características comuns entre o fluxo trifásico e monofásico.

A análise de fluxo de carga trifásico, baseia-se na metodologia empregada para o caso da representação monofásica, diferenciando-se, principalmente, pela triplicação do número de barras. Sendo assim algumas considerações acerca da aplicação do método estruturado em componentes de fase devem ser ressaltadas (RAMOS e DIAS, 1983):

- a) O método iterativo é idêntico ao caso monofásico.
- b) Durante a fase de montagem da matriz jacobiana, deve-se observar o fato de que cada barra trifásica se desdobra em três monofásicas, cada uma das quais com suas incógnitas e equações.
- c) As equações de balanço de potência, ou equações de "mismatch", são elaboradas analogamente ao caso monofásico, para cada uma das três barras monofásicas constituintes de um barramento trifásico.
- d) A representação de barras de cargas, não envolve nenhuma dificuldade adicional, pois conhecendo as potências ativa e reativa injetadas nas três fases, pode-se escrever as equações de balanço para as respectivas potências em cada fase.
- e) A representação de barras controladas de geração, sem considerar regulador de tensão, resume-se na simulação da barra

interna. As potências reativas podem ser calculadas ao final, com as três tensões resultantes após a convergência do processo.

f) Para a barra oscilante em que se fixa as condições de barra interna do gerador, não há necessidade de equações de balanço, portanto não participa do processo iterativo.

Baseando-se nas considerações acima explicitadas pode-se partir para definições mais detalhadas com relação aos tipos de barra da rede.

3.3 Tipos de barras

O problema do fluxo de carga pode ser formulado por um sistema de equações algébricas não-lineares para expressar as várias condições especificadas. Sendo que a cada barra são associadas suas variáveis, que correspondem as restrições impostas pela rede. Dependendo dessas variáveis nodais, definem-se tais tipos de barras para rede trifásica (RAMOS e DIAS, 1983):

a) Barra tipo 1

São barras de cargas, ou barras de geração onde são fixados os valores de potência ativa e reativa fornecidos pelas máquinas conectadas ao barramento.

Na representação trifásica, temos seis incógnitas que correspondem aos módulos e ângulos das tensões nas três fases do barramento.

As barras terminais dos geradores, na metodologia trifásica da rede, constituem caso particular de barra tipo 1, no qual os valores de potência ativa e reativa fixados são nulos,

isto se deve ao fato da injeção de potência relativa aos geradores ser considerada na barra interna.

b) Barra tipo 2

Enquadram-se nessa categoria as barras internas de geradores nas quais não se representa a ação do regulador de tensão. Assim, para esse tipo de barra, fixa-se a potência ativa trifásica total, bem como o módulo da tensão. Como se admite um equilíbrio de tensão na barra interna, a incógnita a ser determinada no processo iterativo se resume apenas no ângulo da tensão da fase a, já que os ângulos das fases b e c estarão relacionados a este último por rotações de -120° e $+120^\circ$, respectivamente.

No processo de convergência, a potência ativa trifásica total $P_{3\phi}$, deve ser constante, podendo haver variação nas potências ativas de fase injetadas nas barras terminais (P_a , P_b e P_c), que é justificável devido aos desequilíbrios nas correntes. Desse modo, pode-se escrever que $P_a + P_b + P_c = P_{3\phi}$

c) Barra tipo 3

Para sistemas conexos considera-se apenas uma barra deste tipo, que é chamada de barra oscilante ou "swing". Como no caso de fluxo de potência em modelagem de sequência positiva, é usual fixar-se o módulo e a fase da tensão da barra oscilante. Na presente situação isto implica fixar-se um módulo de tensão e um ângulo da fase a, pois se admite equilíbrio de tensão na barra oscilante.

A barra de "swing" é um tipo de barra não envolvida no processo iterativo, sendo que as potências ativa e reativa de fase são calculadas apenas no final do processo, após ter-se atingido a convergência numérica.

3.4 Equações de balanço

As equações de balanço em coordenadas polares (ARRILAGA e HARKER, 1978) são as seguintes :

(i) Para cada as três fases (p) das barras (i) de carga e terminais dos geradores :

$$\begin{aligned} \Delta P_{iP} &= (P_{iP})^{esp} - P_{iP}(\text{calc.}) \\ &= (P_{iP})^{esp} - V_{iP} \sum_{k=1}^n \sum_{m=1}^3 V_{km} [G_{ikPm} \cos \theta_{ikPm} \\ &\quad + B_{ikPm} \sin \theta_{ikPm}] \end{aligned} \quad (3.1)$$

Sendo $\theta_{ikPm} = \theta_{iP} - \theta_{k^m}$

e

$$\begin{aligned} \Delta Q_{iP} &= (Q_{iP})^{esp} - Q_{iP}(\text{calc.}) \\ &= (Q_{iP})^{esp} - V_{iP} \sum_{k=1}^n \sum_{m=1}^3 V_{km} [G_{ikPm} \sin \theta_{ikPm} \\ &\quad - B_{ikPm} \cos \theta_{ikPm}] \end{aligned} \quad (3.2)$$

(ii) Para cada gerador j, com exceção da máquina de "slack":

$$\begin{aligned} (\Delta P_{Ger})_j &= (P_{Ger}^{esp})_j - (P_{Ger})_j(\text{calc.}) \\ &= (P_{Ger}^{esp})_j - \sum_{p=1}^3 V_{int,j} \sum_{k=1}^n \sum_{m=1}^3 V_{km} [G_{jkPm} \cos \theta_{jkPm} \\ &\quad + B_{jkPm} \sin \theta_{jkPm}] \end{aligned} \quad (3.3)$$

Onde, embora k refira-se a todas as barras do sistema, os termos mutuos G_{jk} e B_{jk} são somente não nulos quando k é a barra terminal e interna do gerador j .

3.5 Algoritmo do fluxo de carga trifásico

(Método de Newton-Raphson Desacoplado Rápido)

O sistema de equações na forma apropriada ao algoritmo de Newton-Raphson para solução iterativa se apresenta como segue:

ΔP_1	$d\Delta P_1 \dots d\Delta P_1$		$d\Delta P_1 \dots d\Delta P_1$		$d\Delta P_1 \dots d\Delta P_1$		$\Delta \theta_1$
	$d\theta_1$	$d\theta_{nb}$	$d\theta_{nc}$	$d\theta_{n1}$	$\frac{dV_1}{V_1}$	$\frac{dV_{nb}}{V_{nb}}$	
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
ΔP_{nb}	$d\Delta P_{nb} \dots d\Delta P_{nb}$		$d\Delta P_{nb} \dots d\Delta P_{nb}$		$d\Delta P_{nb} \dots d\Delta P_{nb}$		$\Delta \theta_{nb}$
	$d\theta_1$	$d\theta_{nb}$	$d\theta_{nc}$	$d\theta_{n1}$	$\frac{dV_1}{V_1}$	$\frac{dV_{nb}}{V_{nb}}$	
-----	-----		-----		-----		-----
ΔP_{nc}	$d\Delta P_{nc} \dots d\Delta P_{nc}$		$d\Delta P_{nc} \dots d\Delta P_{nc}$		$d\Delta P_{nc} \dots d\Delta P_{nc}$		$\Delta \theta_{nc}$
	$d\theta_1$	$d\theta_{nb}$	$d\theta_{nc}$	$d\theta_{n1}$	$\frac{dV_1}{V_1}$	$\frac{dV_{nb}}{V_{nb}}$	
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
ΔP_{n1}	$d\Delta P_{n1} \dots d\Delta P_{n1}$		$d\Delta P_{n1} \dots d\Delta P_{n1}$		$d\Delta P_{n1} \dots d\Delta P_{n1}$		$\Delta \theta_{n1}$
	$d\theta_1$	$d\theta_{nb}$	$d\theta_{nc}$	$d\theta_{n1}$	$\frac{dV_1}{V_1}$	$\frac{dV_{nb}}{V_{nb}}$	
-----	-----		-----		-----		-----
ΔQ_1	$d\Delta Q_1 \dots d\Delta Q_1$		$d\Delta Q_1 \dots d\Delta Q_1$		$d\Delta Q_1 \dots d\Delta Q_1$		$\frac{\Delta V_1}{V_1}$
	$d\theta_1$	$d\theta_{nb}$	$d\theta_{nc}$	$d\theta_{n1}$	$\frac{dV_1}{V_1}$	$\frac{dV_{nb}}{V_{nb}}$	
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
ΔQ_{nb}	$d\Delta Q_{nb} \dots d\Delta Q_{nb}$		$d\Delta Q_{nb} \dots d\Delta Q_{nb}$		$d\Delta Q_{nb} \dots d\Delta Q_{nb}$		$\frac{\Delta V_{nb}}{V_{nb}}$
	$d\theta_1$	$d\theta_{nb}$	$d\theta_{nc}$	$d\theta_{n1}$	$\frac{dV_1}{V_1}$	$\frac{dV_{nb}}{V_{nb}}$	

(3.4)

Onde : $nc=nb+1$
 $ni=nb+ng-1$

De forma compacta :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \hline \Delta P_{ser} \\ \hline \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & E & I \\ \hline B & F & J \\ \hline C & G & K \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \hline \Delta \theta_{int} \\ \hline \Delta V/V \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Ou $[D'] = [J'] [\Delta X]$

Onde : $[D']$ = Vetor das equações de balanço
 $[J']$ = Matriz Jacobiana
 $[\Delta X]$ = Vetor de variáveis no sistema (tensão e ângulo).

O método desacoplado, como o próprio nome sugere, baseia-se no desacoplamento PQ-QV, ou seja, considera-se o fato das sensibilidades $d\Delta P/d\Delta \theta$ e $d\Delta Q/d\Delta V$ serem mais intensas que as sensibilidades $d\Delta P/d\Delta V$ e $d\Delta Q/d\Delta \theta$. Com isso o efeito de $\Delta \theta$ no fluxo de potência reativa e de ΔV no fluxo de potência ativa são ignorados, tornando a equação 3.5 mais simplificada (MONTICELLI, 1983).

$[I]=[J]=0$ e $[C]=[G]=0$

A equação 3.5 pode então ser representada na forma simplificada :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{iP} \\ \hline \Delta P_{ser,j} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & E \\ \hline B & F \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_{km} \\ \hline \Delta \theta_{int,l} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Onde : $i=1, nb$
 $j=nb+1, nb+ng-1$ (exclui o gerador de slack)
 $V_i, k=1, nb$ e $l=nb+1, nb+ng-1$
 $V_j, k=1, nb$ e $l=nb+1, nb+ng-1$

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_{1P} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_{k^m}/V_{k^m} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Onde : $i=1, nb$
 $V_i, k=1, nb$

A obtenção das submatrizes é feita através da derivação das equações de balanço, lembrando que :

$$V_1^1 = V_1^2 = V_1^3 = V_{int,1}$$

$$\theta_1^1 = \theta_1^2 - 2\pi/3 = \theta_1^3 + 2\pi/3 = \theta_{int,1}$$

1 refere-se a barra interna do gerador

Os coeficientes da matriz jacobiana 3.6 são :

$$(i) \quad [A_{ik^m}] = [d\Delta P_{1P}/d\theta_{k^m}]$$

$$A_{ik^m} = V_{1P} V_{k^m} [G_{ik^m} \sin \theta_{ik^m} - B_{ik^m} \cos \theta_{ik^m}]$$

$$A_{kk^m} = -B_{kk^m} (V_{k^m})^2 - Q_{k^m}$$

$$(ii) \quad [B_{jk^m}] = [d\Delta P_{ser,j}/d\theta_{k^m}]$$

$$B_{jk^m} = \sum_{m=1}^3 V_{int,1} V_{k^m} [G_{jk^m} \sin \theta_{jk^m} - B_{jk^m} \cos \theta_{jk^m}]$$

$$(iii) \quad [E_{11P}] = [d\Delta P_{1P}/d\theta_{int,1}]$$

$$E_{11P} = \sum_{m=1}^3 V_{int,1} V_{1P} [G_{11^m} \sin \theta_{11^m} - B_{11^m} \cos \theta_{11^m}]$$

$$(iv) \quad [F_{j1}] = [d\Delta P_{ser,j}/d\theta_{int,1}]$$

$[F_{j1}] = 0$ para $j \neq 1$, porque o j -ésimo gerador não tem conexão com a 1-ésima barra interna de outro gerador.

$$F_{11} = \sum_{m=1}^3 (-B_{11}^{mm}(V_{int,1})^2 - Q_{1m}) + \sum_{m=1}^3 \sum_{\substack{p=1 \\ m \neq p}}^3 V_{int,1}^2 \\ \cdot [G_{11}^{pm} \sin \theta_{11}^{pm} - B_{11}^{pm} \cos \theta_{11}^{pm}]$$

O coeficiente da matriz 3.7 é como segue :

$$(i) [K_{1k}^{pm}] = V_k^m [d \Delta Q_{1P} / \delta V_k^m]$$

$$K_{1k}^{pm} = V_k^m V_{1P} [G_{1k}^{pm} \sin \theta_{1k}^{pm} - B_{1k}^{pm} \cos \theta_{1k}^{pm}]$$

$$K_{kk}^{mm} = -B_{kk}^{mm} (V_k^m)^2 + Q_{k^m}$$

3.6 Aproximações Jacobianas

Algumas aproximações jacobianas fisicamente justificadas podem ser feitas nas equações dos coeficientes jacobianos (ARRILAGA e HARKER, 1978). Em sistemas de potência reais as seguintes hipóteses geralmente se verificam :

(i) Para todos os nós, isto é, todas as fases de todas as barras.

$$Q_k^m \ll B_{kk}^{mm} (V_k^m)^2$$

(ii) Entre nós conectados numa mesma fase.

$$\cos \theta_{1k}^{mm} \cong 1, \text{ isto é, } \theta_{1k}^{mm} \text{ é pequeno}$$

$$\text{e } G_{1k}^{mm} \sin \theta_{1k}^{mm} \ll B_{1k}^{mm}$$

(iii) A diferença angular entre diferentes fases numa mesma barra.

$$\theta_{kk}^{pm} \cong \pm 120^\circ \quad p/ \quad p \neq m$$

(iv) A diferença angular entre diferentes fases de barras interligadas.

$$\theta_{1k^{pm}} \cong \pm 120^\circ \quad p/ \quad p \neq m$$

$$\text{Conseqüentemente, } \cos \theta_{1k^{pm}} \cong -0,5$$

$$\text{sen } \theta_{1k^{pm}} \cong \pm 0,866$$

Estes valores são modificados para a conexão do transformador delta-estrela em barras diferentes.

$$\text{Para as mesmas fases, } \theta_{1k^{pp}} \cong \pm 90^\circ$$

$$\text{Para as fases diferentes, } \theta_{1k^{pm}} \cong \pm(90^\circ \pm 120^\circ)$$

As aproximações (i) a (iv) para os jacobianos tornam muito simples o sistema de equações do fluxo de carga. Substituindo-as nas equações 3.6 e 3.7, resulta:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{1p} \\ \Delta P_{serj} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [V_{1p} M_{1k^{pm}} V_{k^m}] & [\sum_{m=1}^3 V_{1p} M_{11^{pm}} V_{int1}] \\ [\sum_{p=1}^3 V_{intj} M_{jk^{pm}} V_{k^m}] & [\sum_{m=1}^3 \sum_{p=1}^3 V_{intj} M_{j1^{pm}} V_{int1}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_{k^m} \\ \Delta \theta_{int1} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_{1p} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [V_{1p} M_{1k^{pm}} V_{k^m}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_{k^m} \\ V_{k^m} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

$$\text{Onde : } M_{1k^{pm}} = G_{1k^{pm}} \text{sen } \theta_{1k^{pm}} - B_{1k^{pm}} \text{cos } \theta_{1k^{pm}}$$

Então as matrizes jacobianas $[B']$ e $[B'']$ nas equações 3.10 e 3.11, têm sido aproximadas para constantes.

Considerações devem ser feitas com relação a matriz $[B']$, pois dela deve-se omitir os elementos da rede que afetam o fluxo de potência reativa.

A matriz capacitância em derivação predominantemente afeta o fluxo MVAR, então seguindo o método de fluxo de carga desacoplado rápido monofásico, a representação desta matriz é omitida na formulação de $[B']$. Isto cresce drasticamente o valor da convergência da potência reativa.

No modelamento de alguns transformadores trifásicos (a conexão mais comum é a delta-estrela), grandes admitâncias em paralelo são efetivamente introduzidas no sistema. Quando estas são excluídas de $[B']$, como um elemento em derivação normal, os resultados divergem. Com a inclusão destas admitâncias na formação de $[B']$ e $[B'']$, uma excelente convergência é obtida, consistindo com as características usuais do fluxo de carga monofásico.

Vale ressaltar que na matriz $[B']$, as conexões dos modelos dos transformadores são interpretados como "tap" nominal, sendo que na conexão do transformador delta-estrela, o efeito do "tap" de $\sqrt{3}$ é visto como "tap" nominal.

No cálculo dos elementos de $[B'']$ são omitidos, se houver, os efeitos dos transformadores de rotação de fase que afetam praticamente só o fluxo ativo da rede.

Com as modificações descritas os dois algoritmos finais das equações 3.10 e 3.11 devem ser resumidamente escritos como :

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta P}{V} \\ \frac{\Delta P_{ger}}{V_{int}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B'_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta \theta_{int} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta Q}{V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B'_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

3.7 Processo iterativo do fluxo trifásico

Definidas as matrizes jacobianas $[B'_m]$ e $[B'_m]$, pode-se partir para o processo iterativo onde o desacoplamento possibilita a adoção de um esquema de resolução segundo o qual as equações desacopladas são resolvidas alternativamente; na resolução da equação 3.12(P θ) são utilizados os valores atualizados de V; na resolução da equação 3.13(QV) são utilizados os valores atualizados de θ .

Nota-se que no método desacoplado rápido só são introduzidas aproximações na matriz jacobiana, sendo os vetores dos resíduos ΔP e ΔQ calculados da mesma forma que no método de Newton, ou seja, utilizando as equações de balanço definidas anteriormente. A introdução de alterações na matriz jacobiana aproxima o cálculo das derivadas e altera o processo de convergência, isto é, muda o caminho percorrido entre o ponto inicial e a solução final do fluxo de carga.

Colocando o algoritmo na forma alternada, as variáveis Q e V , são atualizados a cada meia iteração, onde imediatamente após a obtenção de uma nova estimativa de θ e V , esses valores já são utilizados no cálculo subsequente de ΔQ e ΔP (MONTICELLI, 1983).

Existem situações nas quais as equações desacopladas $P\theta$ e QV têm velocidades de convergência distintas: o equacionamento de $P\theta$, por exemplo, pode convergir antes que o de QV . Nesses casos pode-se obter algumas vantagens computacionais iterando-se apenas com a equação ainda não resolvida. Para que isso seja possível é adotado o esquema ilustrado na Fig. 3.1.

No diagrama p e q correspondem respectivamente aos contadores de iteração independentes para as equações $P\theta$ e QV . As variáveis KP e KQ são utilizadas para indicar se $P\theta$ e QV estão convergidos (=0) ou não (=1). Os parâmetros t_p e t_q são as tolerâncias estabelecidas para resolução das equações desacopladas, geralmente apresentam valores pequenos e usualmente iguais. Ambos definem a convergência do fluxo, que é detectada quando as equações de balanço atingem valores menores ou iguais as estas grandezas pré-estabelecidas.

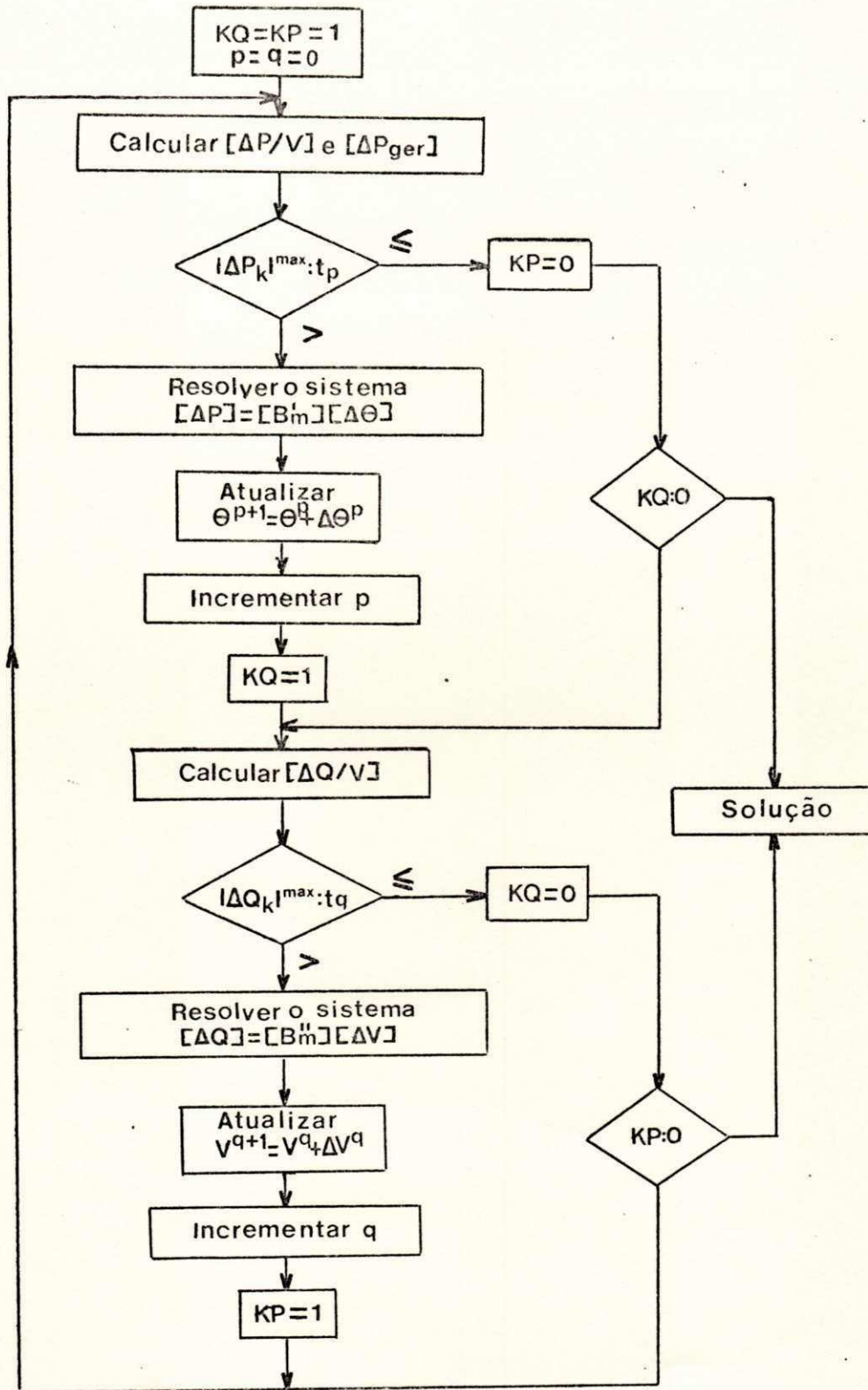


Fig. 3.1. Processo iterativo para um fluxo trifásico ac pelo método de Newton-Raphson desacoplado rápido.

3.8 Cálculo dos fluxos em cada componente do sistema

Terminado o processo de resolução das equações de fluxo de carga, obtêm-se todas as tensões e ângulos das barras da rede, conseqüentemente pode-se determinar a distribuição dos fluxos de potência nas ligações (geradores, transformadores, linhas de transmissão, capacitores, etc). A Fig. 3.2, ilustra as convenções adotadas.



Fig. 3.2 Sentido das injeções do fluxo de potência em cada barramento.

Apesar de indicadas as três fases de duas barras genéricas P e Q, onde N assume valor igual a 2, é coerente frisar que N poderá sofrer variação de acordo com o número de acoplamento da linha com outras ligações. No caso de elementos conectados entre o barramento e a terra, o barramento Q coincide com a referência e neste caso N assume valor igual a 1.

Juntamente com o cálculo dos fluxos em cada elemento trifásico é feita a determinação das perdas de potência. De acordo com ROBBIA e VELHO (1975), as perdas nos elementos devem ser calculadas por subtração das potências trifásicas obtidas em cada terminal do elemento. Tal procedimento, deve-se a ocorrência de transferência de potência através dos acoplamentos mútuos nos

elementos desbalanceados, o que torna incoerente estabelecer o cálculo de perdas monofásicas. A seguir é mostrado a obtenção dos fluxos para cada componente do sistema :

a) Elementos estáticos de barra

Obtido o valor do vetor do módulo de tensão para a barra p ($|V_p^{abc}|$), a potência reativa nas três fases do barramento é :

$$Q_p^m = Y_p^m \cdot |V_p^m| \quad (3.14)$$

Onde m corresponde as fases a, b e c respectivamente

b) Cargas representadas por impedância

b.1 - Conexão delta

Partindo das correntes que circulam em cada fase :

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{ab}+Y_{ca} & -Y_{ab} & -Y_{ca} \\ -Y_{ab} & Y_{ab}+Y_{bc} & -Y_{bc} \\ -Y_{ca} & -Y_{bc} & Y_{bc}+Y_{ca} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

De forma compacta:

$$| I_{abc} | = [Y_{bus}]_1 \cdot | V_{abc} | \quad (3.16)$$

Logo as potências injetadas em cada fase :

$$| S_{abc} | = | V_{abc} | \cdot | I_{abc} |^* \quad (3.17)$$

Para esta configuração as potências injetadas em cada fase, é diferente da potência consumida entre fases, portanto convém calcular as potências que fluem entre as fases ab, bc e ca na carga :

$$\begin{bmatrix} I_{ab} \\ I_{bc} \\ I_{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{ab} & 0 & 0 \\ 0 & Y_{bc} & 0 \\ 0 & 0 & Y_{ca} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a - V_b \\ V_b - V_c \\ V_c - V_a \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

$$S_{ab} = V_{ab} \cdot I_{ab}^*$$

$$S_{bc} = V_{bc} \cdot I_{bc}^* \quad (3.19)$$

$$S_{ca} = V_{ca} \cdot I_{ca}^*$$

$$\text{Onde : } V_{ab} = V_a - V_b$$

$$V_{bc} = V_b - V_c \quad (3.20)$$

$$V_{ca} = V_c - V_a$$

b.2) Conexão estrela

Considerando inicialmente o caso da carga ligada em estrela com aterramento por impedância :

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_a & 0 & 0 & -Y_a \\ 0 & Y_b & 0 & -Y_b \\ 0 & 0 & Y_c & -Y_c \\ -Y_a & -Y_b & -Y_c & Y_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ V_n \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

Onde : I_n : corrente injetada no neutro

Y_n : $Y_a + Y_b + Y_c + Y_{at}$

Y_{at} : admitância de aterramento da carga

Eliminando o neutro por redução de "Kron", determina-se as correntes injetadas em cada fase e a partir daí chega-se na expressão dos fluxos, com aplicação da equação 3.17.

Na representação da carga conectada em estrela isolada, a equação se apresenta da mesma forma, com uma única restrição, onde Y_{at} é nula. A obtenção das injeções de correntes segue o mesmo procedimento com redução do centro-estrela por "Kron", e a determinação dos fluxos é feita pela equação 3.17.

Para a carga com o neutro solidamente aterrado, o neutro representa a própria referência, assim na equação 3.21, simplesmente, não se leva em consideração a linha e coluna pertencentes ao neutro. O cálculo dos fluxos segue o mesmo procedimento desenvolvido anteriormente.

c) Máquinas

O fluxo de potência nas barras terminal e interna da máquina pode ser obtido usando a matriz admitância individual, já definida anteriormente no tratamento de modelagem de geradores. A equação de determinação das correntes para as barras terminal e interna é definida a seguir :

$$\begin{bmatrix} I_{term}^{abc} \\ \hline I_{int}^{abc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [Y_{abc}] & -[Y_{abc}] \\ \hline -[Y_{abc}] & [Y_{abc}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{abc} \\ \hline E_{abc} \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

De maneira análoga, a obtenção dos fluxos se faz através das equações 3.23 e 3.24.

$$S_{term}^{abc} = V_{abc} \cdot (I_{term}^{abc})^* \quad (3.23)$$

$$S_{int}^{abc} = E_{abc} \cdot (I_{int}^{abc})^* \quad (3.24)$$

$S_{term^{abc}}$: fluxo de potência que possui o sentido de direcionamento da barra terminal para barra interna do gerador.

$S_{int^{abc}}$: fluxo de potência que se desloca da barra interna para a barra terminal do gerador.

Observação : o cálculo de $S_{int^{abc}}$ é irrelevante, por se tratar de uma barra fictícia e o que se deseja conhecer são os fluxos e tensões nas barras reais do sistema.

d) Transformadores

Tratando-se de transformadores de dois enrolamentos, configuração adotada na simulação digital, a determinação dos fluxos se desenvolve de forma análoga ao tratamento dado às máquinas. A única restrição deve-se ao deslocamento recíproco do fluxo de potência da barra primária para a secundária, independente da conexão entre os enrolamentos.

$$\begin{bmatrix} I_{1^{abc}} \\ \hline I_{2^{abc}} \end{bmatrix} = [Y_{bus}]_1 \begin{bmatrix} V_{1^{abc}} \\ \hline V_{2^{abc}} \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

$$S_{1^{abc}} = V_{1^{abc}} \cdot (I_{1^{abc}})^* \quad (3.26)$$

$$S_{2^{abc}} = V_{2^{abc}} \cdot (I_{2^{abc}})^* \quad (3.27)$$

$S_{1^{abc}}$: fluxo de potência direcionando da barra primária para a barra secundária do trafo.

$S_{2^{abc}}$: fluxo de potência direcionando da barra secundária para a barra primária do transformador.

e) Linhas de Transmissão

Para o cálculo do fluxo de potência complexa fluindo pela ligação foi adotado um critério de elaboração de equação a partir das matrizes de admitâncias primitiva em série e em derivação.

O equacionamento que define o cálculo do fluxo de corrente proveniente da barra P e Q, respectivamente, é obtido através das equações 3.29 e 3.30.

$$I_P^m = \sum_{n=1}^{3N} \sum_{k=1}^3 [(y_{\alpha\beta, \sigma\delta}^{m,k})_E (V_\sigma - V_\delta) + j (y_{\alpha\beta, \sigma\delta}^{m,k})_P V_\sigma] \quad (3.29)$$

$$I_Q^m = \sum_{n=1}^{3N} \sum_{k=1}^3 [(y_{\alpha\beta, \sigma\delta}^{m,k})_E (V_\delta - V_\sigma) + j (y_{\alpha\beta, \sigma\delta}^{m,k})_P V_\delta] \quad (3.30)$$

Onde : α, β, σ e δ são índices variáveis que representam a identificação das barras terminais das ligações.

m e k : fases das grandezas.

N : número de ligações.

Obviamente, os fluxos de potência complexa de fase fluindo pela ligação, proveniente de P e Q, respectivamente são:

$$S_P^m = V_P^m (I_P^m)^* \quad (3.31)$$

$$S_Q^m = V_Q^m (I_Q^m)^* \quad (3.32)$$

3.9 Técnica de Rotação de Eixos

O algoritmo do fluxo de carga trifásico com o processo iterativo de Newton-Raphson desacoplado rápido, baseia-se em hipóteses simplificadoras para os sistemas de transmissão, entre estas destaca-se a condição de desacoplamento que é as altas relações de X/R(reatância/resistência) dos alimentadores.

Quando se trata de redes de distribuição, estas apresentam características particulares que as diferenciam das redes de transmissão, tais como configuração radial, múltiplas conexões, cargas de natureza distintas, linhas sem transposição e resistência da linha comparável com a reatância.

Para análise dos sistemas de distribuição, o fluxo de carga desacoplado rápido apresenta pouca eficiência, ou seja, o processo iterativo torna-se muito lento ou não converge para as condições do sistema, isso ocorre devido as pequenas relações de reatância/resistência dos trechos. Contudo, a otimização do método é conseguida através de uma técnica denominada de "Rotação de Eixos" (MURARI et alii,1984), que aumenta artificialmente as relações X/R das linhas da rede elétrica.

Esta técnica baseia-se numa rotação de eixos das impedâncias do sistema de referência complexo, de modo que as impedâncias representadas no novo sistema passem a ter relação X/R favorável ao desempenho do fluxo.

Com o propósito de ilustração, uma impedância nos sistemas de referência e rotação é mostrada na figura 3.3.

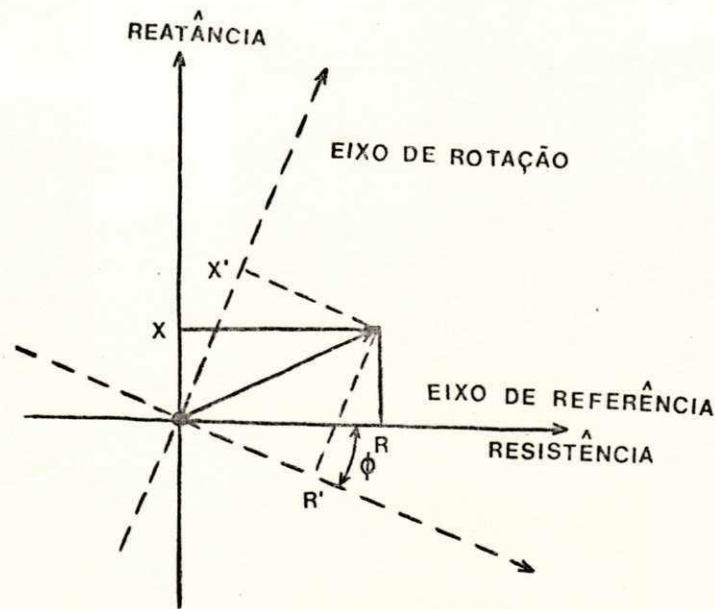


Fig. 3.3 Representação de uma impedância nos eixos de referência e rotação.

Uma rotação do eixo de referência de um ângulo ϕ , define um novo valor para a impedância que resulta:

$$Z' = Z \cdot e^{j\phi} \quad (3.33)$$

Em termos trifásicos, tem-se:

$$Z'_{abc} = Z_{abc} \cdot e^{j\phi} \quad (3.34)$$

A modificação das impedâncias proporciona uma nova representação da rede elétrica, com isso as injeções de potência ativa e reativa devem ser também alteradas para que o estado do sistema (tensões e ângulos) obtido após a aplicação do fluxo, seja compatível com o estado original. Logo, para a potência complexa, tem-se:

$$S'_{abc} = S_{abc} \cdot e^{j\phi} \quad (3.35)$$

Decompondo esta equação em suas componentes de potência ativa e reativa define-se duas equações escalares para cada fase de uma barra particular da rede, quais sejam:

$$\begin{aligned}P'_{abc} &= P_{abc} \cos \varphi - Q_{abc} \sin \varphi \\Q'_{abc} &= P_{abc} \sin \varphi + Q_{abc} \cos \varphi\end{aligned}\tag{3.36}$$

Com a definição dos novos valores das potências ativas e reativas injetadas, além das impedâncias no sistema rotacional, parte-se para o processo iterativo onde a convergência do método proporciona o estado original (tensões complexas) da rede elétrica. As grandezas do fluxo de potência no sistema de referência são obtidas com a rotação no sentido inverso, fazendo com que o eixo rotacional retorne a posição inicial, como expressa a equação 3.37.

$$S_{abc} = S'_{abc} \cdot e^{-j\varphi}\tag{3.37}$$

Cabe ressaltar que o ângulo de rotação é aleatório e depende da rede em estudo. O valor "ótimo" do ângulo é determinado quando se obtém uma rápida convergência do processo iterativo, que é detectada pelo menor número de iterações possíveis.

CAPÍTULO IV

APLICAÇÃO DA SIMULAÇÃO DIGITAL

4.1 Introdução

Neste capítulo é descrita a metodologia computacional adotada, para implementação do algoritmo de resolução do fluxo de carga trifásico. O programa desenvolvido apresenta-se como uma ferramenta de grande potencial para realização de estudos de queda de tensão em alimentadores desequilibrados, avaliação das perdas de potência em linhas e transformadores, determinação das correntes de desbalanço para operação em regime permanente, etc.

A simulação digital realizada permite a análise de sistema de transmissão e de distribuição. Portanto, três exemplos básicos de aplicação do trabalho são apresentados para mostrar a viabilidade do método empregado.

4.2 Descrição do programa

O programa computacional baseado no método desacoplado rápido utiliza a linguagem FORTRAN. Nele está incluído o modelamento dos elementos da rede elétrica, que são geradores, transformadores, linhas, cargas e estáticos de barra.

A simulação digital funciona basicamente em quatro etapas que se interligam de acordo com a figura 4.1.

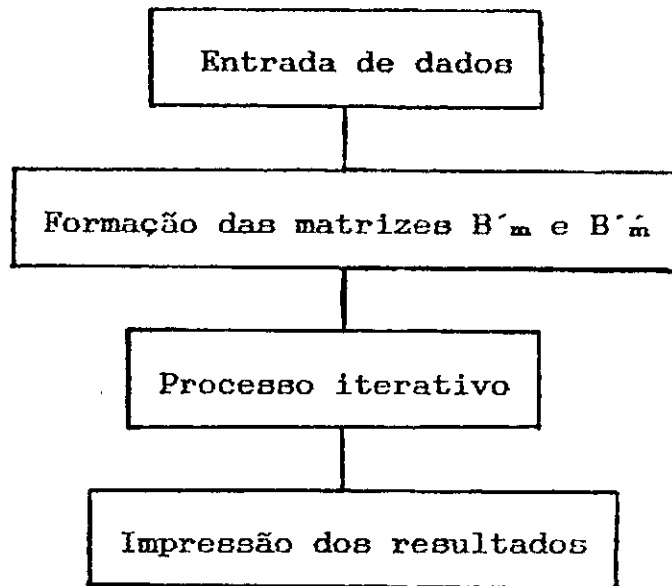


Fig. 4.1 Diagrama de bloco da simulação digital

Uma vez implementados os dados de entrada de uma rede elétrica, ocorre a formação simultânea da matriz admitância de barra, associada as matrizes jacobianas B'_m e B''_m . Encerrado esse processo, inicia-se o cálculo iterativo com o perfil das tensões iniciais. A convergência do processo se efetua para as condições impostas da rede. Quando tais condições são satisfeitas, as tensões e ângulos resultantes são usados para os cálculos dos fluxos de potência nos componentes do sistema e das perdas.

A saída completa do programa consta de um relatório detalhando os dados das barras, máquinas, transformadores, alimentadores, cargas representadas por impedância, estáticos de barras. Em seguida fornece as tensões e ângulos em componentes de fase e sequência nas barras, fluxo de potência ativa e reativa em cada componente do sistema, e perdas de potência em cada

alimentador. Além disso, inclui o cálculo do fator de desbalanceamento em cada barramento e fornece uma saída gráfica dos módulos das tensões para as três fases de cada barra da rede.

4.3 Simulação digital dos sistemas de potência

Para efeito de demonstração, é apresentado três casos básicos com a aplicabilidade do programa desenvolvido.

Primeiramente apresenta-se um sistema de transmissão, que envolve geradores, transformadores, linhas mutuamente acopladas, etc. No segundo caso testa-se um sistema de distribuição, com configuração radial. O último exemplo ilustra a modelagem de cargas representadas por impedância constante conectadas em delta e estrela aterrada nos barramentos de um sistema de distribuição.

4.3.1 Dados e análise dos sistemas

O sistema de transmissão montado é de pequeno porte com dados extraídos do sistema Chesf e com configuração que compõem-se de oito subsistemas, onde destaca-se as seguintes características:

- Sete barras trifásicas, sendo duas barras internas de máquina.
- Linha de transmissão com circuito duplo de 230 KV.
- Duas linhas de transmissão de circuito simples de 230 KV.
- Dois transformadores de conexão delta-estrela.
- Dois geradores síncronos.
- Um banco de capacitores.

A figura 4.2 mostra o diagrama unifilar da rede na sua composição completa dos subsistemas.

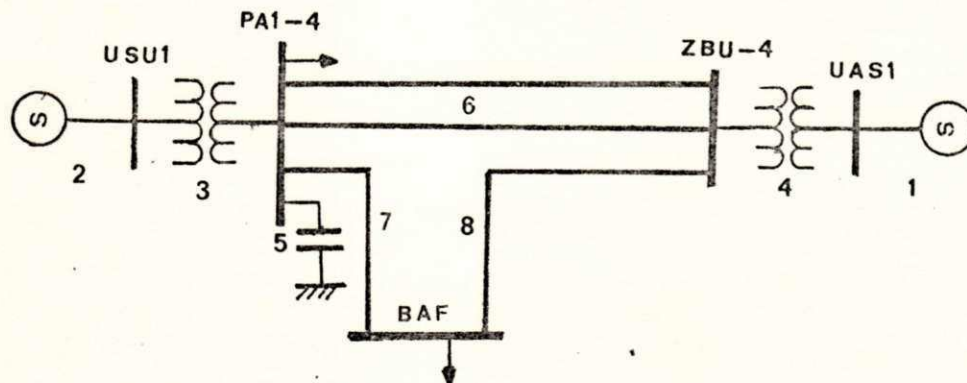


Figura 4.2. Diagrama unifilar do sistema de transmissão

A simulação deste sistema permite que se possa fazer uma análise correta dos resultados e abre a possibilidade de aplicar essa técnica num sistema de grande porte.

Os dados de entrada da rede estão dispostos de acordo com cada subsistema para os elementos da rede. A implementação desses dados no programa simulador obedece a seguinte estrutura:

Dados de barras

O arquivo de barra (Tabela 4.1) descreve as seguintes informações:

- Tipo de barra
- Identificação das barras (numeração e nome)
- Tensão nominal de cada barramento
- Potência ativa e reativa nas três fases do barramento de conexão da carga.

- Valores iniciais das tensões e ângulos em cada fase do barramento.

Tabela 4.1. Dados de barras de cargas e terminais do sistema

N ^o	Nome da barra	fase	Tensão Nominal (KV)	Potência ativa (MVA)	Potência reativa (MVAR)	Tensões iniciais mod. ang.
1	USUS1	a	13.8	0.00	0.00	1. 0.
		b		0.00	0.00	1. -120.
		c		0.00	0.00	1. 120.
2	UAS1	a	13.8	0.00	0.00	1. 0.
		b		0.00	0.00	1. -120.
		c		0.00	0.00	1. 120.
3	PA1-4	a	230.0	79.92	38.72	1. 90.
		b		71.28	34.53	1. -30.
		c		64.80	31.39	1. 210.
4	ZBU-4	a	230.0	0.00	0.00	1. 90.
		b		0.00	0.00	1. -30.
		c		0.00	0.00	1. 210.
5	BAF	a	230.0	45.84	22.20	1. 90.
		b		40.88	19.80	1. -30.
		c		37.17	18.00	1. 210.

Os valores bases adotados para transformar as grandezas por unidades são tensão nominal de 13.8 KV e potência de 100 MVA.

Para as barras de cargas e terminais de máquina são atribuídos valores iniciais de 1 pu em cada fase, adotando-se ângulos de 0°, -120° e 120° para as fases a, b e c respectivamente.

Conforme explicitado anteriormente foi feita uma inicialização conveniente nos valores dos ângulos das tensões no barramento de conexão dos transformadores em delta-estrela para levar em conta as defasagens ocasionadas por estes transformadores. Nota-se que a barra do delta é inicializada com um atraso de 90° em relação a barra em estrela.

No caso onde a convergência é excessivamente lenta ou difícil recomenda-se o uso dos resultados de um fluxo de carga monofásico para estabelecer os valores iniciais das tensões e ângulos. É evidente que em tal método de inicialização os desbalanços são negligenciados. Com os cálculos do fluxo de potência em componentes de fase tomando como ponto de partida um caso monofásico convergido, não é atrativo desenvolver modelamento sofisticado para representar transformadores com mudança automática de derivação, controle de fluxo entre áreas, etc., pois se esperam apenas pequenos desvios (nos casos mais comuns de desequilíbrio) em torno de um valor médio para cada fase (RAMOS e DIAS, 1983).

Dados de geradores

Um arquivo de dados dos geradores na metodologia trifásica deve constar das seguintes grandezas:

- Tipo de gerador(tipo 2 é barra controlada de máquina e tipo 3 é barra oscilante).
- Tensão nominal(KV) e potência nominal(MVA).
- Impedâncias de sequências zero, positiva e negativa
- Impedância de aterramento de cada gerador.

- Potência ativa total gerada em todos os geradores, exceto para a máquina de "slack".

Tabela 4.2. Dados dos geradores

Subsist.	Nº	tipo	Reatâncias de sequência			Potência ativa total (pu)
			zero	positiva	negativa	
1	2	2	0.0025	0.1270	0.1270	1.908
2	1	3	0.0019	0.0833	0.0833	0.00

Os neutros dos geradores estão solidamente aterrados.

Dados dos transformadores

No modelamento de cada transformador do sistema os seguintes parâmetros devem ser fornecidos:

- Tipo de ligação entre os enrolamentos.
- Numeração das barras de ligação.
- Impedância de dispersão.
- "Taps" primário e secundário.
- Tensão nominal (KV) em ambos barramentos e potência do

transformador.

Para cada tipo de ligação do transformador é associado um código que o identifica. A numeração dos códigos usada para descrever os tipos de conexão do enrolamento apresenta-se como:

- a) 1 - estrela aterrada
- b) 2 - estrela isolada
- c) 3 - delta

Os neutros da ligação estrela podem estarem aterrados por impedâncias, neste caso deve-se especificar adicionalmente os

valores dessas impedâncias. O mesmo procedimento deve ser feito quando os neutros estiverem interligados externamente.

A tabela 4.3 fornece os dados dos transformadores do sistema.

Tabela 4.3. Dados dos transformadores

Subsistema	ligação	Barras terminais		Reatância de dispersão
		primária	secundária	
3	3-1	USUS1	PA1-4	0.0603
4	3-1	UAS1	ZBU-4	0.0368

Os "taps" estão ajustados nos seus valores nominais em ambos enrolamentos, e os neutros das ligações estão solidamente aterrados.

Dados do estático de barra

O banco de capacitor em paralelo é trifásico com conexão estrela solidamente aterrada e modelado como susceptância constante.

Os dados necessários para formação deste subsistema estão colocados na tabela 4.4.

Tabela 4.4. Dados dos capacitores em paralelo na barra

Subsistema	Código	Nome	Fase	Tensão (pu)	P.Reativa (MVAR)
5	4	ZBU-4	a	1.00	15.00
			b		15.00
			c		15.00

A distinção dos estáticos de barras é feita pelo sinal da potência reativa, sendo positivo para os capacitores e negativo para os reatores.

Dados de linhas de transmissão

Os parâmetros das linhas são modelados pelas fórmulas de Carson (WAGNER e EVANS, 1933; HESS, 1963; ANDERSON, 1973). Elas requerem o espaçamento entre fases e neutro, altura de cada fase a terra, raio médio geométrico e resistência de cada condutor, resistividade do solo, distância das linhas de mesma faixa de passagem, etc. Outros dados relevantes para simulação das linhas são a especificação dos códigos das barras terminais de cada subsistema e o comprimento de cada seção de linha.

O levantamento desses dados é imprescindível na montagem das matrizes impedância e admitância primitiva dos alimentadores. Contudo, os subsistemas 6, 7 e 8 apresentam a representação destas matrizes para as linhas do sistema de transmissão.

Subsistema 6

Linha com circuito duplo (230 KV) de comprimento 5 Km. Os acoplamentos entre fases dos circuitos são considerados em seu estado de desbalanceamento natural. O efeito dos condutores terra está inserido nas matrizes impedância série e admitância em paralelo.

As matrizes impedância série da linha e admitância paralela para o circuito duplo fornecidas a seguir estão

expressas no sistema por unidade para o comprimento total da linha e são simétricas.

Barras terminais: 3 PA1-4 - 4 ZBU-4
 3 PA1-4 - 4 ZBU-4

Matriz impedância série da linha

	a	b	c	a'	b'	c'
a	0.002334 +j0.00827	0.001296 +j0.00378	0.001239 +j0.00331	0.001379 +j0.00346	0.001295 +j0.00336	0.001238 +j0.00316
b	0.001296 +j0.00378	0.002169 +j0.00836	0.001167 +j0.00385	0.001295 +j0.00336	0.001218 +j0.00355	0.001167 +j0.00344
c	0.001296 +j0.00331	0.001167 +j0.00385	0.002070 +j0.00842	0.001238 +j0.00316	0.001167 +j0.00344	0.001120 +j0.00360
a'	0.001379 +j0.00346	0.001295 +j0.00336	0.001238 +j0.00316	0.002334 +j0.00827	0.001296 +j0.00378	0.001239 +j0.00331
b'	0.001295 +j0.00336	0.001218 +j0.00355	0.001167 +j0.00344	0.001296 +j0.00378	0.002169 +j0.00836	0.001167 +j0.00385
c'	0.001238 +j0.00316	0.001167 +j0.00344	0.001120 +j0.00360	0.001239 +j0.00331	0.001167 +j0.00385	0.002070 +j0.00842

Matriz admitância em paralelo da linha

	a	b	c	a'	b'	c'
a	$7.6 \cdot 10^{-6}$	$-1.2 \cdot 10^{-6}$	$-0.5 \cdot 10^{-6}$	$-0.7 \cdot 10^{-6}$	$-0.5 \cdot 10^{-6}$	$-0.3 \cdot 10^{-6}$
b	$-1.2 \cdot 10^{-6}$	$7.5 \cdot 10^{-6}$	$-1.4 \cdot 10^{-6}$	$-0.5 \cdot 10^{-6}$	$-0.7 \cdot 10^{-6}$	$-0.5 \cdot 10^{-6}$
c	$-0.5 \cdot 10^{-6}$	$-1.4 \cdot 10^{-6}$	$7.1 \cdot 10^{-6}$	$-0.3 \cdot 10^{-6}$	$-0.5 \cdot 10^{-6}$	$-0.7 \cdot 10^{-6}$
a'	$-0.7 \cdot 10^{-6}$	$-0.5 \cdot 10^{-6}$	$-0.3 \cdot 10^{-6}$	$7.6 \cdot 10^{-6}$	$-1.2 \cdot 10^{-6}$	$-0.5 \cdot 10^{-6}$
b'	$-0.5 \cdot 10^{-6}$	$-0.7 \cdot 10^{-6}$	$-0.5 \cdot 10^{-6}$	$-1.2 \cdot 10^{-6}$	$7.5 \cdot 10^{-6}$	$-1.4 \cdot 10^{-6}$
c'	$-0.3 \cdot 10^{-6}$	$-0.5 \cdot 10^{-6}$	$-0.7 \cdot 10^{-6}$	$-0.5 \cdot 10^{-6}$	$-1.4 \cdot 10^{-6}$	$7.1 \cdot 10^{-6}$

Subsistema 7

Linha com circuito simples, com tensão nominal de 230 KV e de comprimento 26,5 Km. Na determinação dos parâmetros é levado em consideração os cabos pára-raios.

Barras terminais: 3 PA1-4 - 5 BAF

Matriz impedância série da linha

	a	b	c
a	0.006451 +j0.03454	0.001397 +j0.00848	0.001362 +j0.00650
b	0.001397 +j0.00848	0.006446 +j0.03366	0.001397 +j0.00848
c	0.001362 +j0.00650	0.001397 +j0.00848	0.006451 +j0.03454

Matriz admitância em paralelo da linha

	a	b	c
a	$38.2 \cdot 10^{-6}$	$-4.9 \cdot 10^{-6}$	$-1.9 \cdot 10^{-6}$
b	$-4.9 \cdot 10^{-6}$	$39.2 \cdot 10^{-6}$	$-4.8 \cdot 10^{-6}$
c	$-1.9 \cdot 10^{-6}$	$-4.8 \cdot 10^{-6}$	$38.3 \cdot 10^{-6}$

Subsistema 8

Linha com circuito simples (230 KV) de comprimento 31.8 Km. A inclusão dos efeitos dos cabos pára-raios é feita na obtenção dos parâmetros da linha.

Barras terminais: 5 BAF - 4 ZBU-4

Matriz impedância série da linha

	a	b	c
a	0.007742 +j0.04145	0.001676 +j0.01017	0.001635 +j0.00780
b	0.001676 +j0.01017	0.007735 +j0.04039	0.001676 +j0.01017
c	0.001635 +j0.00780	0.001676 +j0.01017	0.007742 +j0.04145

Matriz admitância em paralelo da linha

	a	b	c
a	45.8.10 ⁻⁶	-5.9.10 ⁻⁶	-2.3.10 ⁻⁶
b	-5.9.10 ⁻⁶	47.1.10 ⁻⁶	-5.8.10 ⁻⁶
c	-2.3.10 ⁻⁶	-5.8.10 ⁻⁶	45.9.10 ⁻⁶

Com a associação das características peculiares para um fluxo de carga trifásico e suas influências na convergência do método empregado torna-se importante analisar :

(i) Cargas balanceadas sem considerar os acoplamentos mútuos nas linhas.

(ii) Cargas balanceadas considerando os acoplamentos mútuos nas linhas.

(iii) Cargas desbalanceadas considerando os acoplamentos mútuos.

Os relatórios de entrada e saída dos dois primeiros casos estão no apêndice. A título de demonstração das grandezas do sistema convém frisar que os dados do teste (iii) foram fornecidos nas tabelas anteriormente definidas. Os resultados das

tensões do sistema do caso (iii) são fornecidos na tabela 4.5, e os fluxos de potência na rede elétrica estão colocados na tabela 4.6.

Para efeito de ilustração os gráficos que esboçam os módulos das tensões para cada barramento estão dispostos nas figuras 4.3 a 4.5.

Tabela 4.5. Resultado das tensões nos barramentos

No	Nome da barra	fase a		fase b		fase c	
		tensão	ângulo	tensão	ângulo	tensão	ângulo
1	USUS1	0.98	-3.54	0.98	-123.88	0.97	116.16
3	PA1-4	0.96	82.98	0.96	-36.43	0.97	-156.28
4	ZBU-4	0.96	83.01	0.96	-36.39	0.97	-156.28
5	BAF	0.96	82.62	0.96	-36.75	0.96	-156.57
2	UAS1	0.97	-5.44	0.97	-125.88	0.97	114.15
2	UAS1.INT	1.00	-2.98	1.00	-122.98	1.00	117.02
1	USU1.INT	1.00	0.00	1.00	-120.00	1.00	120.00

Com análise das simulações do sistema, pode-se concluir que:

- Em todas as simulações, os ângulos de tensão dos transformadores delta-estrela mostraram-se próximos de 90° . Para as barras de máquinas foi mantido um vínculo entre as três fases correspondentes de uma mesma barra, assim se manteve a potência total, o módulo da tensão e a defasagem de 120° entre as fases. Na barra oscilante o valor de tensão fornecido foi mantido, assim como a defasagem entre os seus ângulos de fase.

- O processo de convergência está relacionado ao desbalanceamento do sistema, pois o número de iterações aumentou sensivelmente com os desbalanceamentos das cargas nos barramentos.

- No caso em que se considerou as cargas igualmente distribuídas nas três fases de cada barramento, sem acoplamento mútuo nos alimentadores, o sistema mostrou-se equilibrado. Os resultados apresentaram o mesmo nível de tensão nas três fases de cada barra. O fluxo de potência ativa e reativa se manteve igualmente nas três fases e os níveis de perdas nos alimentadores podem ser desprezíveis.

- Com a introdução dos acoplamentos, o comportamento do sistema mostrou-se praticamente equilibrado, os resultados foram quase compatíveis com o caso sem acoplamento, ou seja, a consideração do acoplamento entre fases e linhas paralelas e o efeito dos cabos pára-raios tiveram pouca influência no sistema. Com relação ao processo de convergência observa-se uma deteriorização no número de iteração, que sofreu um acréscimo.

- Com o desequilíbrio de cargas nos barramentos, cujos percentuais são de 37%, 33% e 30% para as fases a, b e c respectivamente, o sistemas apresentou desbalanceamento das tensões e como consequência desequilíbrio nos fluxos de potência. Cargas desequilibradas conectadas a um sistema trifásico causarão um desequilíbrio de tensão, uma vez que as correntes absorvidas nas três fases não são simétricas, isto é, não são iguais em módulo nem tão pouco defasadas de 120° .

Tabela 4.6. Fluxo de potência nos componentes do sistema

Barramentos		Fluxo de Potência			
Nome	Nome	MW	MVAR	MW	MVAR
PA1-4	ZBU-4	-10.618	-6.579	10.624	6.590
		-8.469	-5.070	8.467	5.075
		-6.531	-4.736	6.532	4.737
PA1-4	ZBU-4	-10.618	-6.579	10.624	6.590
		-8.469	-5.070	8.467	5.075
		-6.531	-4.736	6.532	4.737
PA1-4	BAF	24.102	11.509	-24.046	-11.298
		21.476	10.723	-21.453	-10.568
		19.952	9.621	-19.933	-9.489
BAF	ZBU-4	-21.794	-10.902	21.852	11.118
		-19.427	-9.231	19.445	9.382
		-17.236	-8.511	17.254	8.627
UAS1	UAS1.INT	-32.805	-21.324	32.804	23.385
		-38.855	-18.256	32.804	23.385
		-38.138	-24.491	32.804	23.385
USU1	USU1.INT	-72.437	-24.663	72.437	29.769
		-79.573	-21.256	72.437	29.769
		-78.281	-28.521	72.437	29.769
USU1	PA1-4	72.436	24.661	-82.783	-23.242
		79.571	21.249	-82.783	-23.242
		78.285	28.530	-82.783	-23.242
UAS1	ZBU-4	32.804	21.323	-43.103	-24.300
		38.856	18.254	-43.103	-24.300
		38.141	24.498	-43.103	-24.300

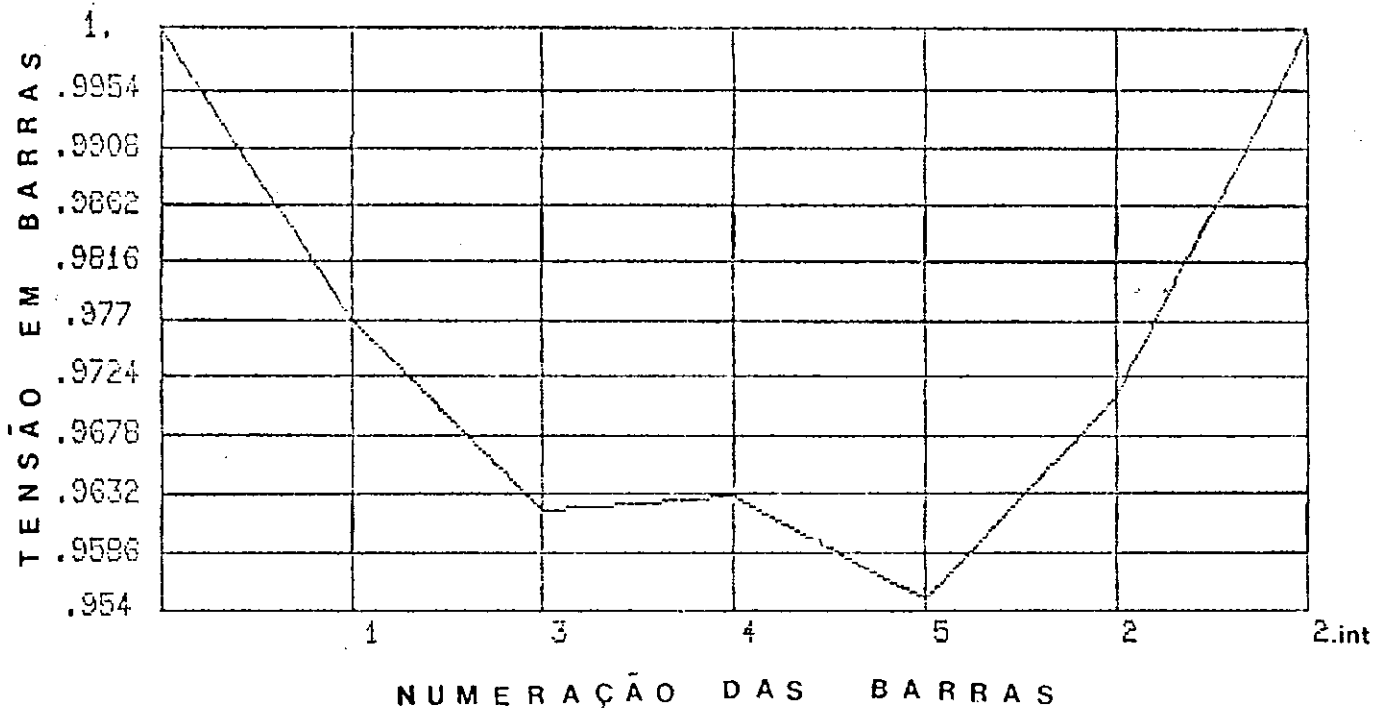


Fig. 4.3 Gráfico do perfil de tensão em cada barramento obtido no teste com cargas balanceadas e sem acoplamento nas linhas.

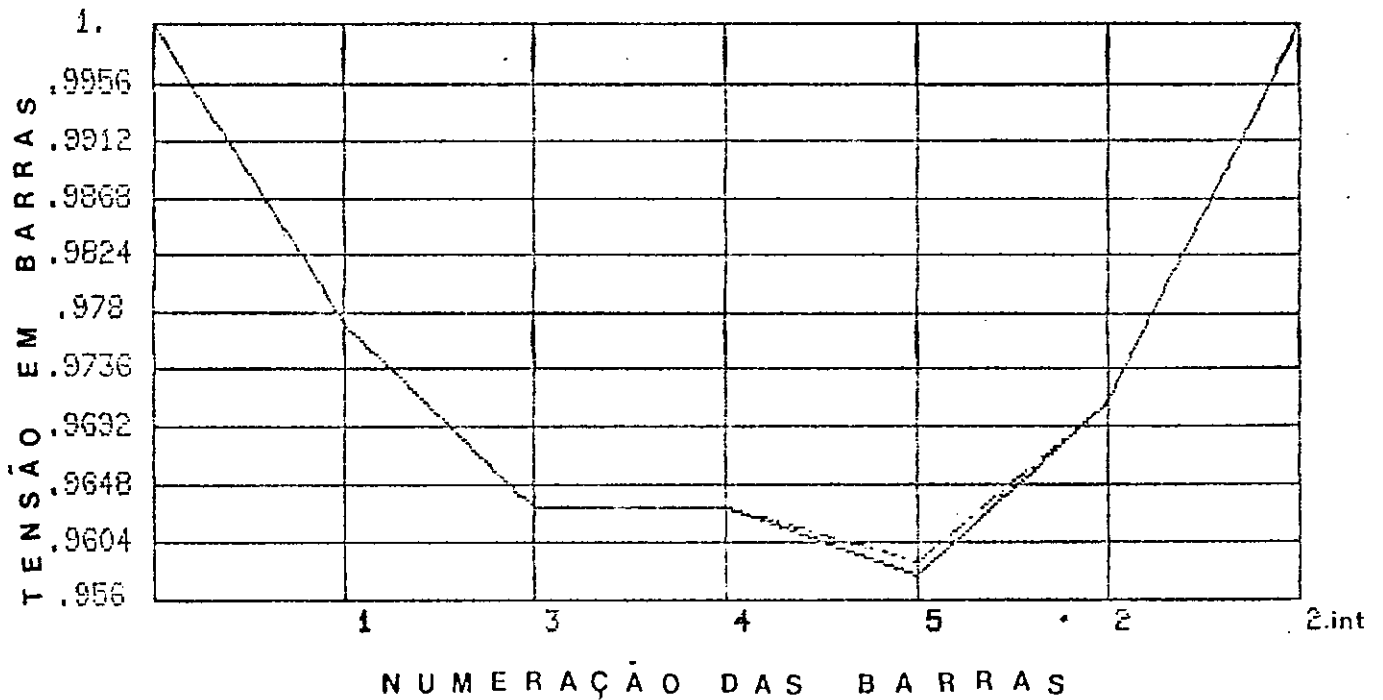


Fig. 4.4 Gráfico do perfil de tensão em cada barramento obtido no teste com cargas balanceadas e com acoplamento nas linhas.

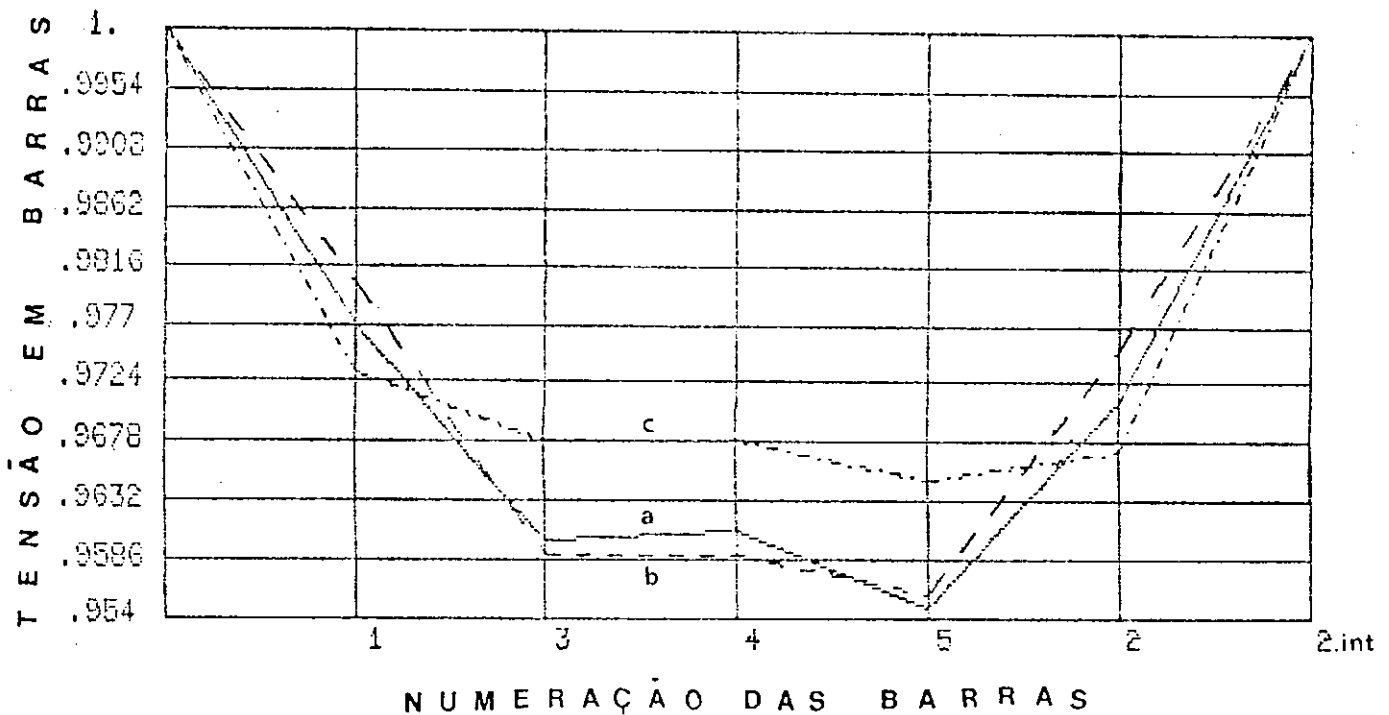


Fig. 4.5 Gráfico do perfil de tensão em cada barramento obtido no teste com cargas desbalanceadas e com acoplamento nas linhas.

Normalmente, não existe grandes desequilíbrios de cargas em sistemas de alta tensão, exceto quando alimentam instalações com cargas monofásicas de grande porte, tais como tração elétrica ou fornos monofásicos.

A grandeza que detecta o grau de desequilíbrio do sistema trifásico é o fator de desequilíbrio de tensão que é determinado pela relação entre a componente de sequência negativa e a componente de sequência positiva (BRONZEADO, 1988), geralmente expresso em percentagem:

$$K_2 = V_2/V_1 \cdot 100\%$$

Onde: K_2 : fator de desequilíbrio de sequência negativa.

V_2 : componente de sequência negativa da tensão.

V_1 : componente de sequência positiva da tensão.

Outro fator de igual dimensão é o fator de desequilíbrio de sequência zero (BARAN e VELHO,1977), que é definido como:

$$K_0 = V_0/V_1.100\%$$

Onde: K_0 : fator de desequilíbrio de sequência zero.

V_0 : componente de sequência zero da tensão.

O desequilíbrio máximo tolerado é de 2%, em regime permanente.

Nos testes realizados o grau de desequilíbrio mostrou-se dentro da faixa dos valores permissíveis, o que não compromete a operação do sistema.

O segundo sistema teste estudado corresponde a uma rede de distribuição urbana da CELB (Companhia de Eletricidade da Borborema-Campina Grande) mostrada na figura 4.6. A configuração da rede se apresenta com dezessete subsistemas, sendo estes representados por linhas de transmissão com circuitos simples de 13,8 KV. O número de barras trifásicas totalizam-se em dezoito.

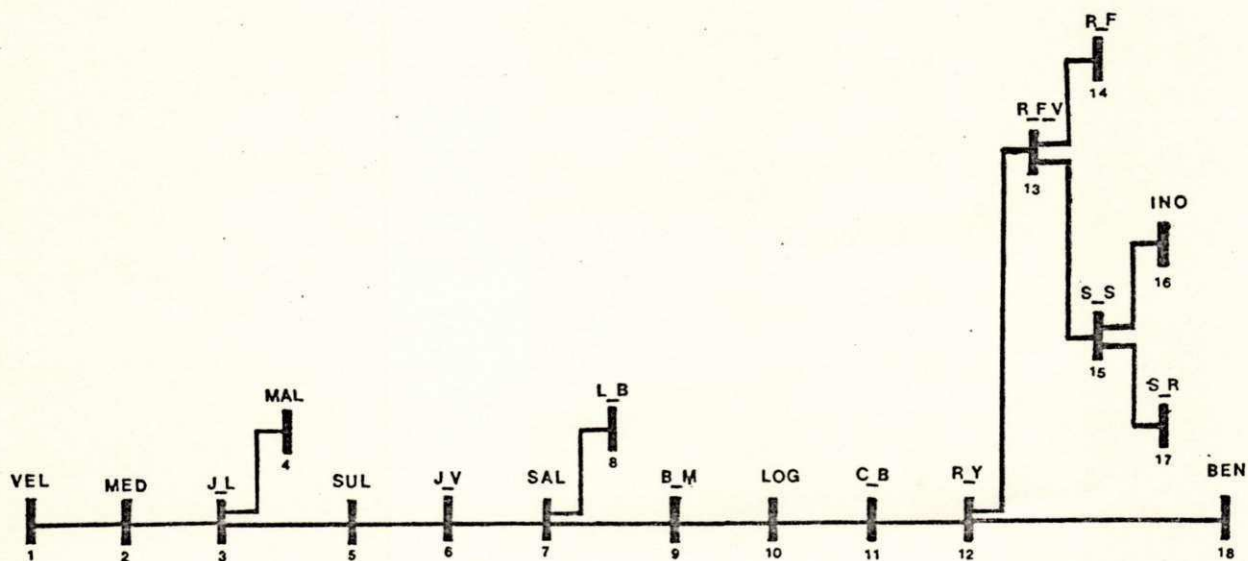


Fig. 4.6 Diagrama unifilar do alimentador 01Y4 de distribuição da CELB.

A entrada de dados das barras e alimentadores segue o mesmo critério adotado anteriormente.

A análise se centralizou nos seguintes aspectos :

- (i) Sistema desbalanceado com cargas balanceadas
- (ii) Sistema desbalanceado com cargas desbalanceadas.

Os percentuais de desequilíbrio das cargas se figuram em 50%, 20%, e 30% para as fases a,b e c respectivamente. O sistema de distribuição dos testes encontra-se no seu estado de desbalanceamento natural.

Neste caso, numa análise dos dados de entrada observou-se que as relações reatância/resistência dos trechos dos alimentadores são bastante pequenas, com isso o fluxo de carga desacoplado rápido apresentou problemas de convergência, pois uma das condições para que o desacoplamento (P θ e QV) ocorra é que as relações X/R (reatância/resistência) dos trechos(linhas de transmissão) sejam altas. O desempenho do método é otimizado com a introdução da técnica de "Rotação de eixos" .

Com a execução da simulação digital, observou-se uma melhor convergência utilizando o ângulo de rotação de 40°. O processo iterativo encerrou na nona iteração. Os relatórios da entrada de dados e dos resultados dos casos simulados estão no apêndice. As figuras 4.7 e 4.8 mostram o perfil de tensão dos dois testes obtido para as três fases de cada barramento. Os gráficos ilustram a queda de tensão desde a barra de "slack" até a barra extrema do sistema.

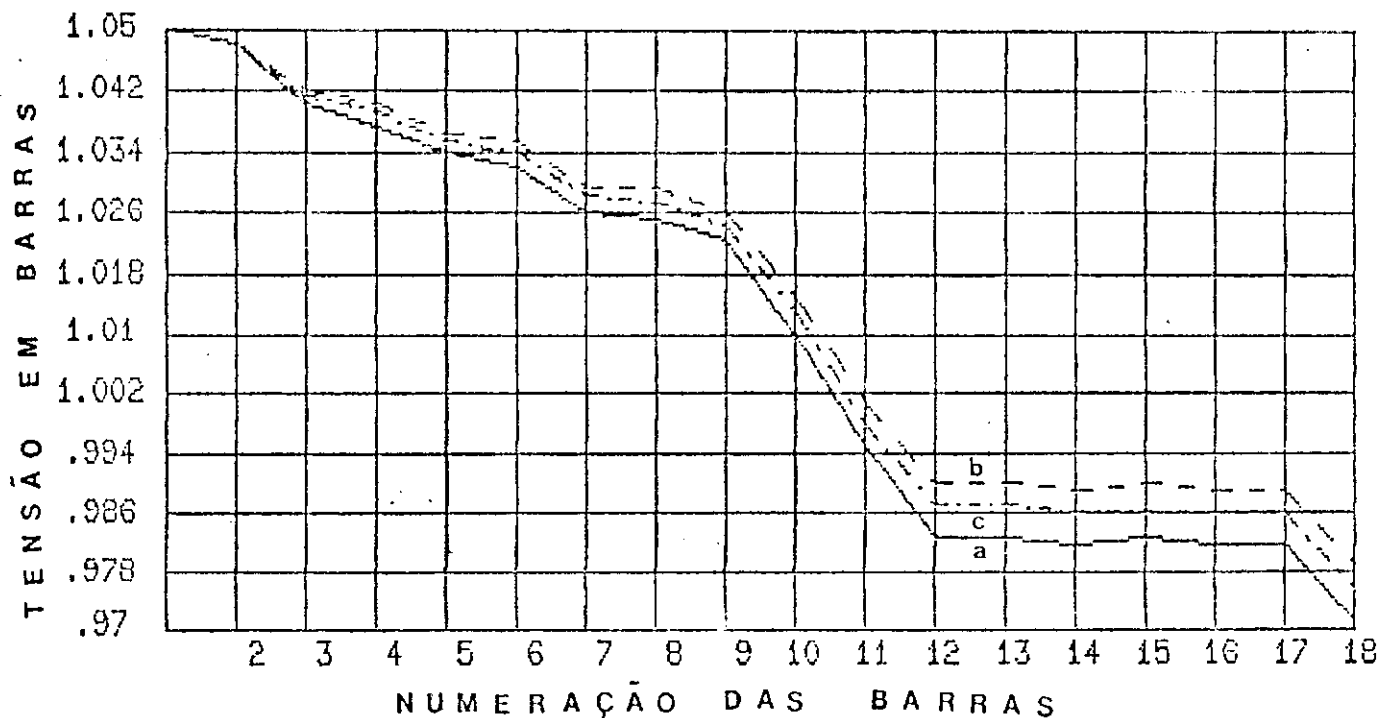


Fig. 4.7 Gráfico do perfil de tensão em cada barramento obtido na simulação do sistema de distribuição com cargas balanceadas.

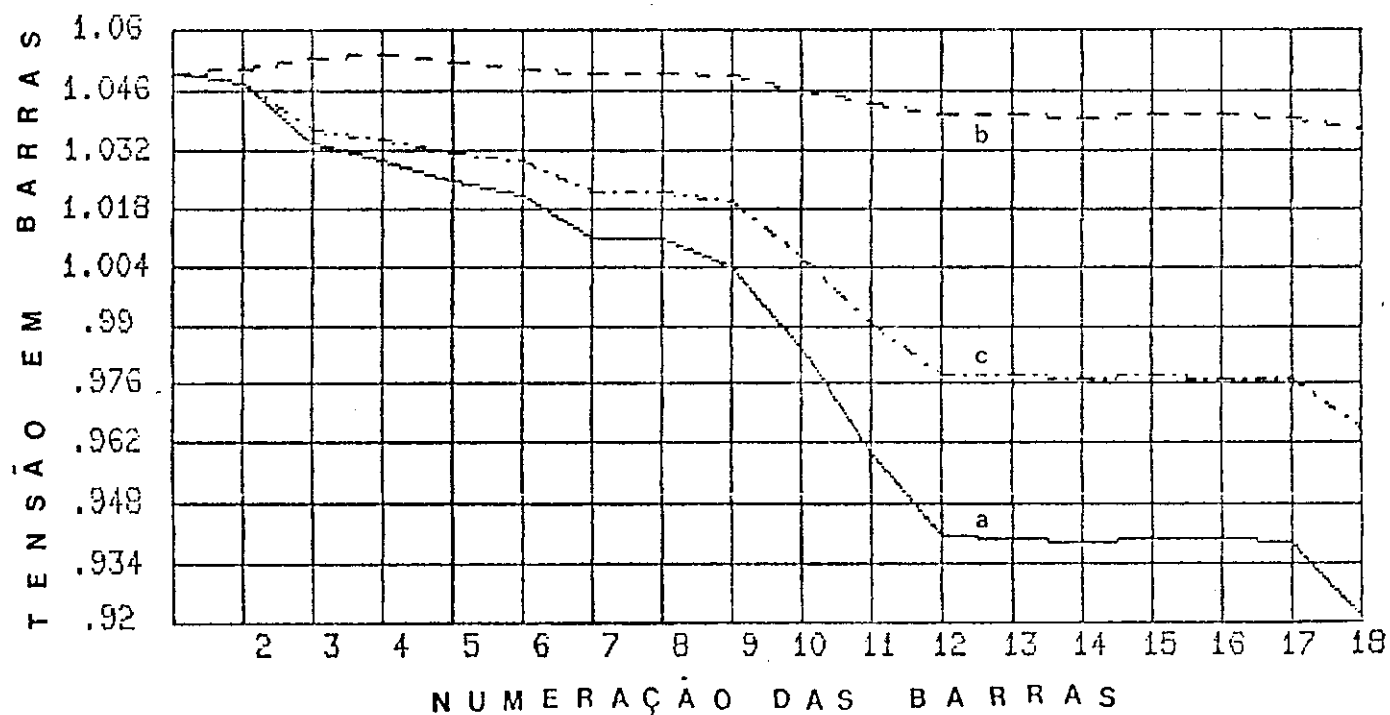


Fig. 4.8 Gráfico do perfil de tensão em cada barramento obtido na simulação do sistema de distribuição com cargas desbalanceadas.

Para as simulações verificou-se o desequilíbrio de tensão. Na primeira simulação embora as cargas sejam balanceadas o desequilíbrio ocorreu nas três fases de cada barramento, a razão da ocorrência deve-se aos diferentes acoplamentos eletromagnéticos entre as fases de cada seção de linha. Entretanto, os fatores de desequilíbrios em cada barramento mantiveram dentro da faixa de valores permissíveis.

O sistema estaria no seu estado balanceado caso fosse adotado uma das considerações abaixo relacionadas:

- a) Não levar em consideração o acoplamento entre fases.
- b) Posicionar os condutores na estrutura, igualando a distância entre eles. Desta forma, a disposição triangular simétrica dos condutores é empregada satisfazendo tanto a igualdade dos coeficientes de campo próprios como mútuos.
- c) Obter uma simetria elétrica média entre as extremidades de cada linha de transmissão, através de uma rotação cíclica de seus condutores, isto é, tornar as linhas transpostas, para equilibrá-las eletromagneticamente.

Nos sistemas de distribuição é de suma importância a consideração do acoplamento eletromagnético entre as fases dos alimentadores, pois numa análise comparativa os valores de resistência e reatância são muito grandes em relação aos valores do sistema de transmissão.

No segundo teste, os desbalanços de cargas proporcionam um maior desequilíbrio nas tensões do sistema, a fase a apresenta menores tensões, pois corresponde a mais carregada. Um fator preocupante nas empresas de distribuição é as perdas de potência.

Nos relatórios fornecidos está incluído a variação de perdas de potência com o nível de carga de cada alimentador.

O último exemplo simulado objetiva ilustrar o modelamento de cargas representadas por impedâncias constantes. O sistema usado para simulação é um alimentador distribuição radial da CELB. O diagrama unifilar do circuito alimentador é mostrado na figura 4.9.

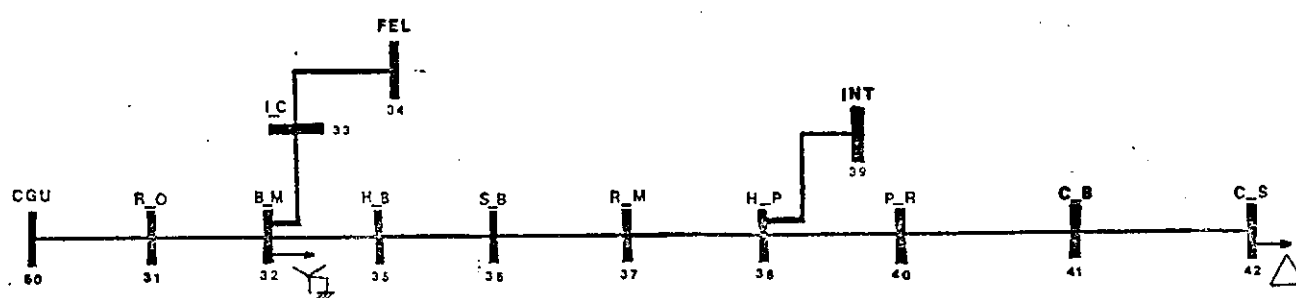


Fig. 4.9. Diagrama unifilar do alimentador 01L2 de distribuição radial da CELB.

As características da rede são as seguintes:

- O alimentador possui quatorze subsistemas, sendo doze representados por linhas de transmissão com circuitos simples de 13.8 KV, e os demais são as cargas modeladas por impedâncias, conectadas em delta e estrela.

- O número de barras trifásicas somam-se treze.

- O sistema apresenta-se no seu estado de desbalanceamento natural.

- Os percentuais de desequilíbrio nas cargas representadas por potências constantes são de 50%, 20% e 30% para as fases a, b e c, respectivamente.

O relatório da entrada de dados e saída da simulação está exposto no apêndice. A queda de tensão desde a barra de "slack" até o barramento extremo do alimentador é mostrada na figura 4.10.

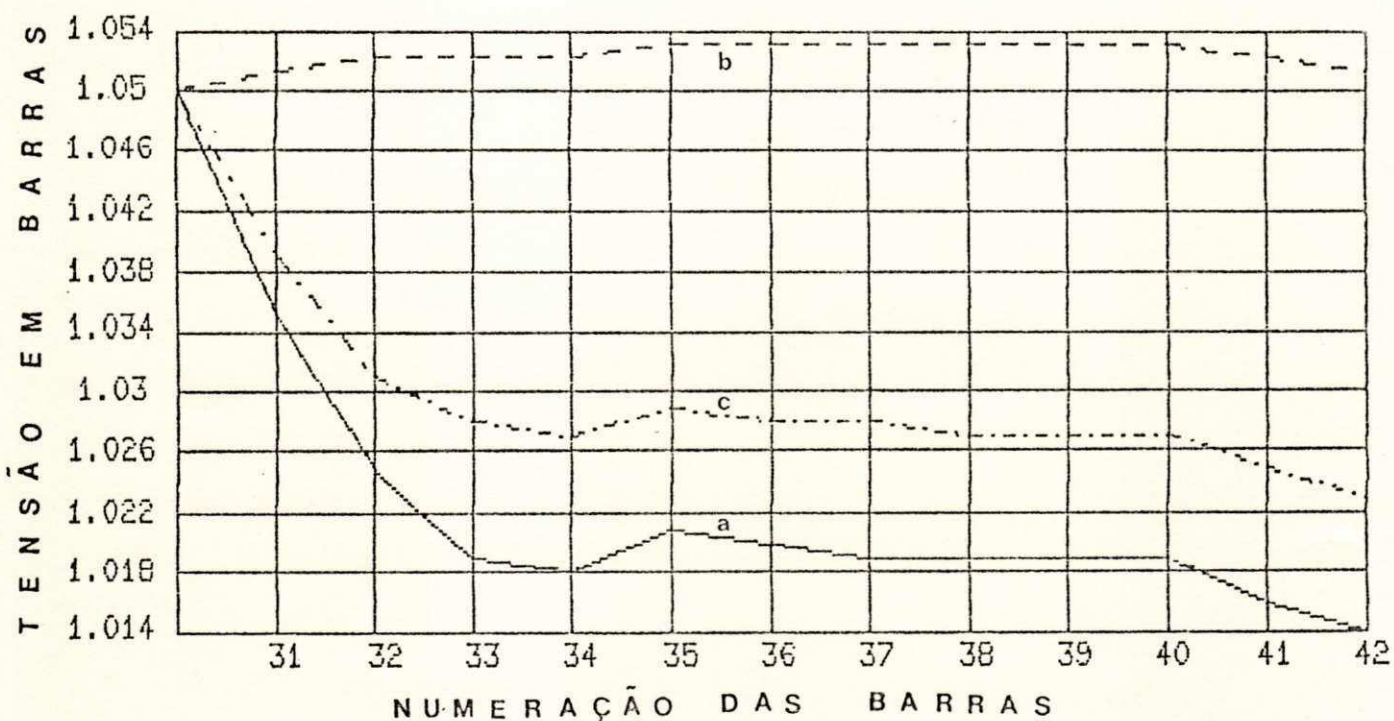


Fig. 4.10 Gráfico da queda de tensão em cada barramento obtido na simulação do sistema de distribuição radial 01L2 da CELB.

CAPÍTULO V

CONCLUSÃO

A presente dissertação teve o propósito de atingir os seguintes objetivos:

a) Procurou-se sistematizar didaticamente a abordagem do assunto para melhor compreensão do desenvolvimento da técnica de análise trifásica.

b) A técnica de análise, em regime permanente, para sistemas elétricos balanceados ou desbalanceados foi apresentada detalhadamente através do uso de componentes de fase adotado por sua viabilidade nos casos assimétricos.

c) Demonstrou-se a obtenção dos modelos matriciais correspondentes aos circuitos equivalentes de fase dos componentes constituintes da rede elétrica.

d) Desenvolveu-se uma simulação digital baseada no cálculo iterativo de Newton-Raphson na sua versão desacoplada que calcula:

d.1) Os níveis de tensão em cada barramento.

d.2) Os fluxos de potência em geradores, linhas, transformadores, etc.

d.3) As perdas de potência destes elementos.

d.4) O grau de desbalanceamento do sistema.

e) A técnica de "Rotação de eixos", com campo de aplicação no fluxo de carga monofásico para sistemas radiais de distribuição, foi adaptada ao fluxo de carga trifásico.

f) Diante de uma série de aplicações da simulação, algumas citadas na parte introdutória, observa-se que a análise dos sistemas centralizou-se apenas no efeito dos acoplamentos mútuos e desbalanços de cargas nos barramentos. Entretanto, a simulação digital apresentada pode ser usada como ferramenta fundamental na realização de outros tipos de estudos bastando ter-se o conhecimento de todas as características dela para uma melhor utilização.

Sugestões para trabalho futuro

A continuidade do estudo de fluxo de potência trifásico pode ser realizada, com uma extensão no equacionamento, que permita sua aplicação a problemas complexos. É oportuna a citação dos diversos trabalhos futuros que possibilitem :

- Incorporação de um algoritmo adequado aplicado a análise de faltas simultâneas.

- Desenvolvimento de métodos numéricos adicionais de solução de rede, que permita avaliar o comportamento deles na eficiência do processo de convergência.

- Implementação do uso de técnicas de esparsidade e ordenação ótima para fatorização das constantes jacobianas no método iterativo empregado.

- Modelamento de linhas longas trifásicas e não transpostas em circuitos π equivalentes.

- Modelamento de transformadores de três enrolamentos, que segue os mesmos princípios já exposto para os transformadores de dois enrolamentos. Modelamento de transformadores trifásicos

considerando a impedância de magnetização e outros tipos de modelagem não abordados.

- Representação de máquinas levando em conta o efeito do regulador automático de tensão.

- Formulação de um fluxo de carga trifásico AC-DC.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDERSON, M.P. - "Analysis of faulted power systems" - Ames, Iowa State Univ. Press., 1973.

ARRILAGA, J.; ARNOLD, C.P.; HARKER, B.J. - "Computer modelling of electrical power systems" - John Willey & Sons, 1983.

ARRILAGA, J.; HARKER, B.J. - "Fast decoupled three-phase load flow" - Proc.IEE, Vol. 125, No. 8, 1978, pp. 734-740.

BARAN, I.S.; VELHO, G.M. - "Solução de redes elétricas trifásicas pelo método direto (Aplicações)" - IV SNPTEE, 1977.

BRODSKY, S.F.J.; WROBEL, P.S.; WILLIS, H.L. - "Comparison of distribution circuit voltage modelling and calculation methods" - IEEE Transactions on Power Delivery, Vol PWRD 2, No. 2, April 1987, pp. 572-576.

BRONZEADO, H.S. - "Conceito, avaliação, análise e controle dos distúrbios causados pela operação de consumidores especiais" - REDE-CHESF, Setembro 1988.

CHEN, M.S.; DILLON, W.E. - "Power system modelling" - Proc.IEEE, Vol. 62, July 1974, pp. 901-915.

EL ABIAD, A.H.; BERT, K.A.; GRAFFY, J.J.; MCDONALD, J.D. - "Three phase load flow program" - IEEE PAS, Vol. 95, Jan./Feb. 1976, pp. 59-65.

HESS, M.H. - "Electromagnetic and electrostatic transmission line parameters by digital computer" - IEEE PAS, Vol.92, June 1963, pp. 282-291.

HESS, M.H. - "Circulating currents in parallel untransposed multicircuit lines: I - Numerical evaluations", IEEE PAS, Vol. 85, No. 7, July 1966, pp. 802-811.

HESS, M.H. - "Circulating currents in parallel untransposed multicircuit lines: II - Methods for estimating current unbalance" - IEEE PAS, Vol.85, No.7, July 1966, pp. 812-819.

KERSTING, W.H. - "Radial distribution test feeders" - IEEE PAS Distribution Planning Working Group Report, Vol. 6, No. 3, August 1991, pp. 975-985.

KRON, G. - "Tensor analysis of networks" - MacDonald, London, 1965.

LAUGHTON, M.A. - "Analysis of unbalanced polyphase networks by the method of phase co-ordinates - Part 1. System representation in the phase frame of reference" - Proc.IEE, Vol.115, No. 8, August 1968, pp. 1163-1172.

LAUGHTON, M.A. - "Analysis of unbalanced polyphase networks by the method of phase co-ordinates - Part 2. Fault Analysis" - Proc.IEE, Vol.115, No.5, May 1969, pp. 857-865.

MONTICELLI, A.J. - "Fluxo de carga em redes de energia elétrica" - Ed. Edgard Blucher Ltda, 1983.

MURARI, C.A.F.; TANAKA, M.R.; FRANÇA, A.L.M.; MONTICELLI, A.J.; GARCIA, A.V. - "Automatização da distribuição de energia elétrica: Simulação utilizando fluxo de carga desacoplado rápido" - 5º Congr. Bras. Automática/1º Cong. Lat.-Americ. Automática, 1984, pp. 256-269.

OLIVEIRA, J.C. - "Cargas elétricas especiais" - 8º CBA UFPA, pp. 59-77.

RAMOS, D.S.; DIAS, E.M. - "Sistemas elétricos de potência - Regime Permanente" - Vol. 2, Guanabara Dois, 1983.

ROBBA, E.J.; VELHO, G.M. - "Fluxo de potência trifásico usando componentes de fase e modelagem monofásica" - III SNPTEE, 1975.

RUDNICK, H. ; MUNOZ, M. - "Análisis de flujo de potencia trifasico en sistemas electricos radiales" - I SIDEE, 1990.

STAGG, G.W.; EL-ABIAD, A.H. - "Computer methods in power system analysis" - McGraw-Hill, 1968.

STOTT, B.; ALSAC, D. - "Fast decoupled load flow" - IEEE PAS, Vol. 93, 1974, pp. 859-867.

VELHO, G.J.M. - "Fluxo de potência trifásico usando componentes de fase" - COPPE, Rio de Janeiro, 1974.

WAGNER, C.F. ; EVANS, R.D. - "Symmetrical Components" - McGraw-Hill, New York, 1933. 26- WASLEY, R.G.; SLASH, M.A. - "Newton-Raphson algorithm for three-phase load flow" - Proc. IEE, Vol. 121, No. 7, 1974, pp. 630-638.

WASLEY, R.G. ; SLASH, M.A. - "Newton-Raphson algorithm for three-phase load flow" - Proc. IEE, Vol. 121, No. 7, 1974, pp. 630-638.

APÊNDICE

RELATÓRIOS DOS SISTEMAS DE POTÊNCIA ANALISADOS.

Dados do sistema em análise

Tipo de estudo : Teste do sistema de transmissão (Dados da CHESF)- **Análise :** Cargas balanceadas na rede e sem considerar os acoplamentos mútuos dos alimentadores.

Potência base: 100. (MVA).
 Tolerância : 0.0001

Dados de barras de cargas e terminais do sistema

<u>No</u>	Nome da barra	fase	Tensão Nominal (KV)	Potência ativa (KW)	Potência reativa (KVAR)	Tensões iniciais Mod. Ang.
1	USUS1	a	13.8	0.00	0.00	1. 0.
		b		0.00	0.00	1. -120
		c		0.00	0.00	1. 120.
3	PA1-4	a	230.0	72.00	34.88	1. 90.
		b		72.00	34.88	1. -30.
		c		72.00	34.88	1. 210.
4	ZBU-4	a	230.0	0.00	0.00	1. 90.
		b		0.00	0.00	1. -30.
		c		0.00	0.00	1. 210.
5	BAF	a	230.0	41.30	20.00	1. 90.
		b		41.30	20.00	1. -30.
		c		41.30	20.00	1. 210.
2	UAS1	a	13.8	0.00	0.00	1. 0.
		b		0.00	0.00	1. -120
		c		0.00	0.00	1. 120.

Os dados de máquinas, transformadores e estáticos de barras são fornecidos nas tabelas 4.2, 4.3 e 4.4, respectivamente.

Os dados de linha em termos das matrizes de impedância primitiva e admitância em derivação.

Matriz impedância série da linha: 3 PA1-4 - 4 ZBU-4
3 PA1-4 - 4 ZBU-4

a	0.001510 +j0.00889	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
b		0.001510 +j0.00889	0.00	0.00	0.00	0.00
c			0.001510 +j0.00889	0.00	0.00	0.00
a'				0.001510 +j0.00889	0.00	0.00
b'					0.001510 +j0.00889	0.00
c'						0.001510 +j0.00889

Matriz admitância em paralelo da linha

a	$6.3 \cdot 10^{-6}$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
b		$6.3 \cdot 10^{-6}$	0.00	0.00	0.00	0.00
c			$6.3 \cdot 10^{-6}$	0.00	0.00	0.00
a'				$6.3 \cdot 10^{-6}$	0.00	0.00
b'					$6.3 \cdot 10^{-6}$	0.00
c'						$6.3 \cdot 10^{-6}$

Matriz impedância série da linha: 3 PA1-4 - 5 BAF

a	0.008004 +j0.04713	0.00	0.00
b		0.008004 +j0.04713	0.00
c			0.008004 +j0.04713

Matriz admitância em paralelo da linha

a	35.6.10 ⁻⁶	0.00	0.00
b		35.6.10 ⁻⁶	0.00
c			35.6.10 ⁻⁶

Matriz impedância série da linha: 5 BAF - 4 ZBU-4

a	0.009605	0.00	0.00
	+j0.05656		
b		0.009605	0.00
		+j0.05656	
c			0.009605
			+j0.05656

Matriz admitância em paralelo da linha

a	42.7.10 ⁻⁶	0.00	0.00
b		42.7.10 ⁻⁶	0.00
c			42.7.0 ⁻⁶

Resultado do fluxo de carga trifásico

Componentes do sistema

Número de linhas: 4
Número de transformadores: 2
Número de máquinas: 2
Número de barras trifásicas: 5
Número de cargas representadas por impedâncias: 0
Número de estáticos de barras: 1

Número de iterações: 4

Resultado das tensões nos barramentos

No	Nome da barra	fase a		fase b		fase c	
		tensão	ângulo	tensão	ângulo	tensão	ângulo
1	USUS1	0.98	-3.75	0.98	-123.75	0.98	116.25
3	PA1-4	0.96	83.42	0.96	-36.58	0.96	-156.58
4	ZBU-4	0.96	83.46	0.96	-36.54	0.96	-156.54
5	BAF	0.96	82.83	0.96	-37.17	0.96	-157.17
2	UAS1	0.97	-5.71	0.97	-125.71	0.97	114.29
2	UAS1.INT	1.00	-2.97	1.00	-122.97	1.00	117.03
1	USU1.INT	1.00	0.00	1.00	-120.00	1.00	120.00

O grau de desbalanceamento em cada barramento foi igual a zero

Fluxo de potência nos componentes do sistema

Barramentos		Fluxo de Potência			
Nome	Nome	MW	MVAR	MW	MVAR
PA1-4	ZBU-4	-8.522	-5.419	8.523	5.428
		-8.522	-5.417	8.523	5.427
		-8.523	-5.418	8.525	5.427
Perda de Potência:		0.00499 (MW)	0.02763 (MVAR)		
PA1-4	ZBU-4	-8.522	-5.419	8.523	5.428
		-8.522	-5.417	8.523	5.427
		-8.523	-5.418	8.525	5.427
Perda de Potência:		0.00499 (MW)	0.02763 (MVAR)		
PA1-4	BAF	21.848	10.752	-21.797	-10.453
		21.848	10.752	-21.797	-10.453
		21.848	10.752	-21.797	-10.453
Perda de Potência:		0.15378 (MW)	0.89583 (MVAR)		
BAF	ZBU-4	-19.503	-9.544	19.553	9.832
		-19.503	-9.544	19.552	9.832
		-19.503	-9.544	19.553	9.832
Perda de Potência:		0.14887 (MW)	0.86494 (MVAR)		
UAS1	UAS1.INT	-36.597	-21.386	36.597	23.807
		-36.601	-21.387	36.597	23.807
		-36.600	-21.386	36.597	23.807
Perda de Potência:		-0.00635 (MW)	7.26148 (MVAR)		

Barramentos		Fluxo de Potência			
Nome	Nome	MW	MVAR	MW	MVAR
USU1	USU1.INT	-76.808	-25.026	76.808	30.723
		-76.803	-25.023	76.808	30.723
		-76.801	-25.028	76.808	30.723
Perda de Potência:		0.01296 (MW)		17.09097 (MVAR)	
USU1	PA1-4	76.803	25.025	-76.804	-20.900
		76.804	25.025	-76.804	-20.900
		76.804	25.025	-76.804	-20.900
Perda de Potência:		-0.00076 (MW)		12.37724 (MVAR)	
UAS1	ZBU-4	36.599	21.388	-36.599	-20.687
		36.600	21.389	-36.599	-20.687
		36.599	21.389	-36.599	-20.687
Perda de Potência:		0.00034 (MW)		2.10349 (MVAR)	

Potência Reativa no estático de barra

Código	Nome	Fase	P.Reativa (MVAR)
4	ZBU-4	a	13.888
		b	13.888
		c	13.888

Dados do sistema em análise

Tipo de estudo : Teste do sistema de transmissão (Dados da CHESF)- Análise : Cargas balanceadas na rede e considerando os acoplamentos mútuos nos alimentadores.

Os dados de entrada deste caso estão dispostos de acordo com as seguintes informações:

- Os dados de barras são os mesmos fornecidos no caso anterior.

- Os dados de máquinas, transformadores e estático de barra estão nas tabelas 4.2, 4.3 e 4.4, respectivamente.

- Os dados de linhas são os mesmos do caso que envolve cargas desbalanceadas com o percentual de 37%, 33% e 30% da potência trifásica para a respectivas fases a, b e c de cada barramento do sistema de transmissão (subsistemas 6, 7 e 8).

Resultado do fluxo de carga trifásico

Número de iterações: 10

Resultado das tensões nos barramentos

No	Nome da barra	fase a		fase b		fase c	
		tensão	ângulo	tensão	ângulo	tensão	ângulo
1	USUS1	0.98	-3.75	0.98	-123.75	0.98	116.25
3	PA1-4	0.96	83.43	0.96	-36.57	0.96	-156.58
4	ZBU-4	0.96	83.45	0.96	-36.55	0.96	-156.55
5	BAF	0.96	83.10	0.96	-36.88	0.96	-156.92
2	UAS1	0.97	-5.73	0.97	-125.72	0.97	114.27
2	UAS1.INT	1.00	-2.98	1.00	-122.98	1.00	117.02
1	USU1.INT	1.00	0.00	1.00	-120.00	1.00	120.00

O grau de desbalanceamento em cada barramento foi aproximadamente igual a zero.

Fluxo de potência nos componentes do sistema

Barramentos		Fluxo de Potência			
Nome	Nome	MW	MVAR	MW	MVAR
PA1-4	ZBU-4	-8.571	-5.424	8.573	5.429
		-8.532	-5.450	8.533	5.455
		-8.511	-5.512	8.511	5.517
Perda de Potência:		0.00320 (MW)		0.01408 (MVAR)	
PA1-4	ZBU-4	-8.571	-5.424	8.573	5.429
		-8.532	-5.450	8.533	5.455
		-8.511	-5.512	8.511	5.417
Perda de Potência:		0.00320 (MW)		0.01408 (MVAR)	

Barramentos		Fluxo de Potência			
Nome	Nome	MW	MVAR	MW	MVAR
PA1-4	BAF	21.876	10.575	-21.833	-10.406
		21.843	10.602	-21.811	-10.446
		21.805	10.667	-21.783	-10.499
Perda de Potencia:		0.09670 (MW)	0.49286 (MVAR)		
BAF	ZBU-4	-19.467	-9.594	19.509	9.756
		-19.488	-9.554	19.519	9.704
		-19.517	-9.502	19.538	9.664
Perda de Potência:		0.09347 (MW)	0.47382 (MVAR)		
UAS1	UAS1.INT	-36.599	-21.355	36.599	23.774
		-36.595	-21.321	36.599	23.774
		-36.606	-21.330	36.599	23.774
Perda de Potência:		-0.00371 (MW)	7.31510 (MVAR)		
USU1	USU1.INT	-76.770	-24.768	76.770	30.447
		-76.779	-24.795	76.770	30.447
		-76.753	-24.796	76.770	30.447
Perda de Potência:		0.00794 (MW)	16.97969 (MVAR)		
USUS1	PA1-4	76.769	24.769	-76.732	-20.712
		76.783	24.797	-76.732	-20.712
		76.749	24.798	-76.732	-20.712
Perda de Potência:		0.10563 (MW)	12.22909 (MVAR)		
UAS1	ZBU-4	36.597	21.356	-36.657	-20.612
		36.587	21.326	-36.657	-20.612
		36.619	21.331	-36.657	-20.612
Perda de Potência:		-0.16770 (MW)	2.17631 (MVAR)		

Código	Nome	Fase	P.Reativa (MVAR)
4	ZBU-4	a	13.898
		b	13.899
		c	13.900

Sistema em análise: Rede de distribuição - Alimentador 01Y4
da Companhia de Eletricidade da Borborema(CELB) - Campina Grande.

Tipo de estudo : Desbalanceamento natural do sistema com cargas balanceadas nas fases dos barramentos

Potência base: 100. (MVA).

Tolerância: 0.00001

Angulo: 40.0°

Dados de barras de cargas do sistema

No	Nome da barra	fase	Tensão Nominal (KV)	Potência ativa (KVA)	Potência reativa (KVAR)	Tensões iniciais mod. ang.
2	MEDICE	a	13.8	24.95	12.08	1. 0.
		b		24.95	12.08	1. -120.
		c		24.95	12.08	1. 120.
3	J_LEITE	a	13.8	0.00	0.00	1. 0.
		b		0.00	0.00	1. -120.
		c		0.00	0.00	1. 120.
4	MALVINAS	a	13.8	559.46	270.96	1. 0.
		b		559.46	270.96	1. -120.
		c		559.46	270.96	1. 120.
5	SULDOEST	a	13.8	284.72	137.90	1. 0.
		b		284.72	137.90	1. -120.
		c		284.72	137.90	1. 120.
6	J_VERDEJ	a	13.8	18.95	10.74	1. 0.
		b		18.95	10.74	1. -120.
		c		18.95	10.74	1. 120.
7	SALGADIN	a	13.8	0.00	0.00	1. 0.
		b		0.00	0.00	1. -120.
		c		0.00	0.00	1. 120.
8	L_BONITA	a	13.8	4.31	2.44	1. 0.
		b		4.31	2.44	1. -120.
		c		4.31	2.44	1. 120.
9	B_MONTE	a	13.8	7.75	4.39	1. 0.
		b		7.75	4.39	1. -120.
		c		7.75	4.39	1. 120.

Nº	Nome da barra	fase	Tensão Nominal (KV)	Potência ativa (KVA)	Potência reativa (KVAR)	Tensões iniciais mod. ang.
10	LOGRADOU	a	13.8	16.65	9.44	1. 0.
		b		16.65	9.44	1. -120.
		c		16.65	9.44	1. 120.
11	C_B_VIST	a	13.8	7.26	4.12	1. 0.
		b		7.26	4.12	1. -120.
		c		7.26	4.12	1. 120.
12	R_VAZIA	a	13.8	0.00	0.00	1. 0.
		b		0.00	0.00	1. -120.
		c		0.00	0.00	1. 120.
13	R_F_VAZ	a	13.8	0.00	0.00	1. 0.
		b		0.00	0.00	1. -120.
		c		0.00	0.00	1. 120.
14	R_FUNDO	a	13.8	16.09	9.97	1. 0.
		b		16.09	9.97	1. -120.
		c		16.09	9.97	1. 120.
15	S_SOARES	a	13.8	1.44	0.81	1. 0.
		b		1.44	0.81	1. -120.
		c		1.44	0.81	1. 120.
16	INOCENCE	a	13.8	3.30	1.87	1. 0.
		b		3.30	1.87	1. -120.
		c		3.30	1.87	1. 120.
17	S_ROSA	a	13.8	6.03	3.42	1. 0.
		b		6.03	3.42	1. -120.
		c		6.03	3.42	1. 120.
18	BENTONIS	a	13.8	125.03	70.86	1. 0.
		b		125.03	70.86	1. -120.
		c		125.03	70.86	1. 120.
1	VELAME	a	13.8	0.00	0.00	1.05 0.
		b		0.00	0.00	1.05 -120.
		c		0.00	0.00	1.05 120.

Os dados de linha em termos das matrizes de impedância primitiva e admitância em derivação.

Matriz impedância primitiva da linha: 1-VELAME - 2-MEDICE

a	0.12111920	0.01679040	0.01679040
	+j0.27244651	+j0.15902109	+j0.13286030
b		0.12111920	0.01679040
		+j0.27244651	+j0.14030610
c			0.12111920
			+j0.27244651

Matriz impedância primitiva da linha: 2-MEDICE - 3-J_LEITE

a	0.52484971	0.07275820	0.07275820
	+j1.18060112	+j0.68909150	+j0.57572812
b		0.52484971	0.07275820
		+j1.18060112	+j0.60799319
c			0.52484971
			+j1.18060112

Matriz impedância primitiva da linha: 3-J_LEITE - 4-MALVINAS

a	0.29831201	0.04135400	0.04135400
	+j0.67102551	+j0.39166310	+j0.32723010
b		0.29831201	0.04135400
		+j0.67102551	+j0.34556881
c			0.29831201
			+j0.67102551

Matriz impedância primitiva da linha: 3-J_LEITE - 5-SULDOEST

a	1.03489935	0.03700100	0.03700100
	+j0.62969422	+j0.35043550	+j0.29278481
b		1.03489935	0.03700100
		+j0.62969422	+j0.30919310
c			1.03489935
			+j0.62969422

Matriz impedância primitiva da linha: 5-SULDOEST - 6-J_VERDEJ

a	0.73051709	0.02611830	0.02611830
	+j0.44448999	+j0.24736620	+j0.20667160
b		0.73051709	0.02611830
		+j0.44448999	+j0.21825400
c			0.73051709
			+j0.44448999

Matriz impedância primitiva da linha: 6-J_VERDEJ - 7-SALGADIN

a	2.75683284	0.09856560	0.09856560
	+j1.67742050	+j0.93351293	+j0.77993941
b		2.75683284	0.09856560
		+j1.67742050	+j0.82364893
c			2.75683284
			+j1.67742050

Matriz impedância primitiva da linha: 7-SALGADIN - 8-L_BONITA

a	2.34809089	0.08395180	0.08395180
	+j1.42871773	+j0.79510558	+j0.66430157
b		2.34809089	0.08395180
		+j1.42871773	+j0.70153058
c			2.34809089
			+j1.42871773

Matriz impedância primitiva da linha: 7-SALGADIN - 9-B_MONTE

a	1.65236032	0.05907720	0.05907720
	+j1.00539398	+j0.55951881	+j0.46747151
b		1.65236032	0.05907720
		+j1.00539398	+j0.49366969
c			1.65236032
			+j1.00539398

Matriz impedância primitiva da linha: 9-B_MONTE - 10-LOGRADOU

a	5.61802483	0.20086239	0.20086239
	+j3.41833949	+j1.90236378	+j1.58940327
b		5.61802483	0.20086239
		+j3.41833949	+j1.67847693
c			5.61802483
			+j3.41833949

Matriz impedância primitiva da linha: 10-LOGRADOU - 11-C_B_VIST

a	7.87915039	0.28170490	0.28170490
	+j4.79414225	+j2.66802144	+j2.22910142
b		7.87915039	0.28170490
		+j4.79414225	+j2.35402513
c			7.87915039
			+j4.79414225

Matriz impedância primitiva da linha: 11-C_B_VIST - 12-R_VAZIA

a	6.25287914	0.22356050	0.22356050
	+j3.80462265	+j2.11733675	+j1.76901078
b		6.25287914	0.22356050
		+j3.80462265	+j1.86815012
c			6.25287914
			+j3.80462265

Matriz impedância primitiva da linha: 12-R_VAZIA - 13-R_F_VAZ

a	0.98271948	0.03513540	0.03513540
	+j0.59794492	+j0.33276641	+j0.27802259
b		0.98271948	0.03513540
		+j0.59794492	+j0.29360360
c			0.98271948
			+j0.59794492

Matriz impedância primitiva da linha: 13-R_F_VAZ - 14-R_FUNDO

a	3.40908027	0.12188560	0.12188560
	+j2.07428646	+j1.15437555	+j0.96446759
b		3.40908027	0.12188560
		+j2.07428646	+j1.01851857
b			3.40908027
			+j2.07428646

Matriz impedância primitiva da linha: 13-R_F_VAZ - 15-S_SOARES

a	1.88716948	0.06747240	0.06747240
	+j1.14826584	+j0.63902932	+j0.53390181
b		1.88716948	0.06747240
		+j1.14826584	+j0.56382269
c			1.88716948
			+j1.14826584

Matriz impedância primitiva da linha: 15-S_SOARES - 16-INOCENCE

a	3.39168668	0.12126370	0.12126370
	+j2.06370330	+j1.14848590	+j0.95954680
b		3.39168668	0.12126370
		+j2.06370330	+j1.01332200
c			3.39168668
			+j2.06370330

Matriz impedância primitiva da linha: 15-S_SOARES - 17-S_ROSA

a	2.60898995	0.09327980	0.09327980
	+j1.58746409	+j0.88345069	+j0.73811293
b		2.60898995	0.09327980
		+j1.58746409	+j0.77947837
c			2.60898995
			+j1.58746409

Matriz impedância primitiva da linha: 12-R_VAZIA - 18-BENTONIS

a	7.82696962	0.27983931	0.27983931
	+j4.76239252	+j2.65035200	+j2.21433878
b		7.82696962	0.27983931
		+j4.76239252	+j2.33843541
c			7.82696962
			+j4.76239252

Resultado do Fluxo de Carga Trifásico

Componentes do sistema

Número de linhas: 17
 Número de transformadores: 0
 Número de máquinas: 0
 Número de barras trifásicas: 18
 Número de cargas representadas por impedâncias: 0
 Número de estáticos de barras: 0

Número de iterações: 9

Resultado das tensões nas barras

No	Nome da barra	fase a		fase b		fase c	
		tensão	ângulo	tensão	ângulo	tensão	ângulo
2	MEDICE	1.05	-0.04	1.05	-120.04	1.05	119.95
3	J_LEITE	1.04	-0.19	1.04	-120.23	1.04	119.74
4	MALVINAS	1.04	-0.24	1.04	-120.29	1.04	119.68
5	SULDOEST	1.03	-0.13	1.04	-120.18	1.04	119.79
6	J_VERDEJ	1.03	-0.11	1.03	-120.16	1.03	119.81
7	SALGADIN	1.03	-0.03	1.03	-120.09	1.03	119.87
8	L_BONITA	1.03	-0.03	1.03	-120.09	1.03	119.87
9	B_MONTE	1.02	0.02	1.03	-120.05	1.02	119.91

No	Nome da barra	fase a		fase b		fase c	
		tensão	ângulo	tensão	ângulo	tensão	ângulo
10	LOGRADOU	1.01	0.17	1.01	-119.92	1.01	120.03
11	C_B_VIST	0.99	0.37	1.00	-119.75	1.00	120.19
12	R_VAZIA	0.98	0.52	0.99	-119.62	0.99	120.32
13	R_F_VAZ	0.98	0.53	0.99	-119.61	0.99	120.32
14	R_FUNDO	0.98	0.54	0.99	-119.60	0.99	120.33
15	S_SOARES	0.98	0.53	0.99	-119.61	0.99	120.32
16	INOCENCE	0.98	0.53	0.99	-119.61	0.99	120.33
17	S_ROSA	0.98	0.53	0.99	-119.61	0.99	120.33
18	BENTONIS	0.97	0.68	0.98	-119.48	0.98	120.45
1	VELAME	1.05	0.00	1.05	-120.00	1.05	120.00

Grau de desbalanceamento do sistema

No	Barra	V0/V1(%)	V2/V1(%)
2	MEDICE	0.0085	0.0174
3	J_LEITE	0.0451	0.0920
4	MALVINAS	0.0561	0.1143
5	SULDOEST	0.0550	0.1110
6	J_VERDEJ	0.0582	0.1170
7	SALGADIN	0.0693	0.1380
8	L_BONITA	0.0695	0.1384
9	B_MONTE	0.0760	0.1505
10	LOGRADOU	0.0979	0.1918
11	C_B_VIST	0.1268	0.2458
12	R_VAZIA	0.1493	0.2878
13	R_F_VAZ	0.1500	0.2890
14	R_FUNDO	0.1513	0.2915
15	S_SOARES	0.1504	0.2899
16	INOCENCE	0.1507	0.2904
17	S_ROSA	0.1508	0.2906
18	BENTONIS	0.1730	0.3321
1	VELAME	0.00	0.00

Fluxo de potência nos componentes do sistema

Barramentos		Fluxo de Potencia			
Nome	Nome	KW	KVAR	KW	KVAR
VELAME	MEDICE	1101.065	553.513	-1099.322	-551.764
		1096.218	553.169	-1095.017	-551.499
		1097.647	554.413	-1096.296	-552.549
Perda de Potência:		4.29489 (KW)	5.28451 (KVAR)		
MEDICE	J_LEITE	1074.218	539.685	-1067.001	-532.442
		1070.244	539.157	-1065.274	-532.240
		1071.352	540.470	-1065.760	-532.754
Perda de Potência:		17.77932 (KW)	21.87584 (KVAR)		
J_LEITE	MALVINAS	560.580	272.067	-559.459	-270.944
		560.282	272.012	-559.509	-270.935
		560.337	272.214	-559.469	-271.015
Perda de Potência:		2.76193 (KW)	3.39849 (KVAR)		
J_LEITE	SUDOEST	507.088	259.734	-503.944	-258.804
		505.686	259.565	-502.825	-258.677
		506.027	260.010	-503.083	-259.027
Perda de Potência:		8.94889 (KW)	2.79956 (KVAR)		
SUDOEST	J_VERDEJ	218.712	121.308	-218.280	-121.180
		217.650	121.132	-217.258	-121.011
		217.951	121.493	-217.547	-121.358
Perda de Potência:		1.22841 (KW)	0.38426 (KVAR)		
J_VERDEJ	SALGADIN	199.309	110.503	-197.950	-110.099
		198.232	110.311	-197.002	-109.930
		198.535	110.660	-197.264	-110.237
Perda de Potência:		3.86001 (KW)	1.20744 (KVAR)		
SALGADIN	L_BONITA	4.308	2.436	-4.308	-2.436
		4.311	2.439	-4.311	-2.439
		4.303	2.435	-4.303	-2.435
Perda de Potência:		0.00158 (KW)	0.00049 (KVAR)		
SALGADIN	B_MONTE	193.578	107.699	-192.799	-107.468
		192.610	107.522	-191.905	-107.304
		192.894	107.824	-192.166	-107.581
Perda de Potência:		2.21245 (KW)	0.69207 (KVAR)		
B_MONTE	LOGRADOU	184.978	103.123	-182.539	-102.399
		184.100	102.961	-181.894	-102.279
		184.375	103.236	-182.077	-102.476
Perda de Potência:		6.92415 (KW)	2.16595 (KVAR)		

Barramentos		Fluxo de Potência			
Nome	Nome	KW	KVAR	KW	KVAR
LOGRADOU	C_B_VIST	165.816	93.020	-162.994	-92.182
		165.173	92.893	-162.622	-92.105
		165.359	93.099	-162.721	-92.219
		Perda de Potência: 8.01086 (KW)		2.50584 (KVAR)	
C_B_VIST	R_VAZIA	155.696	88.094	-153.653	-87.487
		155.326	88.016	-153.479	-87.445
		155.428	88.127	-153.517	-87.490
		Perda de Potência: 5.80163 (KW)		1.81478 (KVAR)	
R_VAZIA	R_F_VAZ	26.907	16.106	-26.897	-16.103
		26.886	16.105	-26.877	-16.103
		26.888	16.082	-26.879	-16.079
		Perda de Potência: 0.02868 (KW)		0.00898 (KVAR)	
R_F_VAZ	R_FUNDO	16.102	9.980	-16.090	-9.976
		16.100	9.981	-16.088	-9.978
		16.098	9.978	-16.086	-9.974
		Perda de Potência: 0.03636 (KW)		0.01137 (KVAR)	
R_F_VAZ	S_SOARES	10.785	6.113	-10.782	-6.112
		10.775	6.110	-10.772	-6.109
		10.764	6.098	-10.762	-6.097
		Perda de Potência: 0.00861 (KW)		0.00269 (KVAR)	
S_SOARES	INOCENCE	3.301	1.870	-3.301	-1.870
		3.302	1.869	-3.302	-1.869
		3.302	1.868	-3.302	-1.868
		Perda de Potência: 0.00145 (KW)		0.00045 (KVAR)	
S_SOARES	S_ROSA	6.030	3.418	-6.029	-3.418
		6.026	3.414	-6.025	-3.414
		6.032	3.418	-6.030	-3.418
		Perda de Potência: 0.00373 (KW)		0.00117 (KVAR)	
R_VAZIA	BENTONIS	126.728	71.394	-124.997	-70.880
		126.560	71.364	-124.996	-70.880
		126.620	71.419	-125.001	-70.880
		Perda de Potência: 4.91447 (KW)		1.53729 (KVAR)	

Sistema em análise: Rede de distribuição - Alimentador 01Y4
da Companhia de Eletricidade da Borborema(CELB) - Campina Grande.

Tipo de estudo : Desbalanceamento natural do sistema com
desequilíbrio de cargas(fase a:50%, fase b:20% e fase c:30%)

Potência base: 100. (MVA).

Tolerância: 0.00001

Angulo: 40.0°

Dados de barras de cargas do sistema

Nº	Nome da barra	fase	Tensão Nominal (KV)	Potência ativa (KVA)	Potência reativa (KVAR)	Tensões iniciais mod. ang.
2	MEDICE	a	13.8	37.80	18.31	1. 0.
		b		15.12	7.32	1. -120.
		c		22.68	10.98	1. 120.
3	J_LEITE	a	13.8	0.00	0.00	1. 0.
		b		0.00	0.00	1. -120.
		c		0.00	0.00	1. 120.
4	MALVINAS	a	13.8	847.66	410.54	1. 0.
		b		339.07	164.22	1. -120.
		c		508.60	246.33	1. 120.
5	SULDOEST	a	13.8	431.39	208.93	1. 0.
		b		172.56	83.57	1. -120.
		c		258.84	125.36	1. 120.
6	J_VERDEJ	a	13.8	28.71	16.27	1. 0.
		b		11.48	6.51	1. -120.
		c		17.23	9.76	1. 120.
7	SALGADIN	a	13.8	0.00	0.00	1. 0.
		b		0.00	0.00	1. -120.
		c		0.00	0.00	1. 120.
8	L_BONITA	a	13.8	6.53	3.70	1. 0.
		b		2.61	1.48	1. -120.
		c		3.91	2.22	1. 120.
9	B_MONTE	a	13.8	11.74	6.66	1. 0.
		b		4.70	2.66	1. -120.
		c		7.05	3.99	1. 120.

Nº	Nome da barra	fase	Tensão Nominal (KV)	Potência ativa (KVA)	Potência reativa (KVAR)	Tensões iniciais mod. ang.
10	LOGRADOU	a	13.8	25.23	14.30	1. 0.
		b		10.09	5.72	1. -120.
		c		15.14	8.58	1. 120.
11	C_B_VIST	a	13.8	11.01	6.24	1. 0.
		b		4.40	2.49	1. -120.
		c		6.60	3.74	1. 120.
12	R_VAZIA	a	13.8	0.00	0.00	1. 0.
		b		0.00	0.00	1. -120.
		c		0.00	0.00	1. 120.
13	R_F_VAZ	a	13.8	0.00	0.00	1. 0.
		b		0.00	0.00	1. -120.
		c		0.00	0.00	1. 120.
14	R_FUNDO	a	13.8	24.39	15.11	1. 0.
		b		9.75	6.05	1. -120.
		c		14.63	9.07	1. 120.
15	S_SOARES	a	13.8	2.17	1.23	1. 0.
		b		0.87	0.49	1. -120.
		c		1.30	0.74	1. 120.
16	INOCENCE	a	13.8	5.00	2.84	1. 0.
		b		2.00	1.13	1. -120.
		c		3.00	1.70	1. 120.
17	S_ROSA	a	13.8	9.14	5.18	1. 0.
		b		3.65	2.07	1. -120.
		c		5.48	3.11	1. 120.
18	BENTONIS	a	13.8	189.44	107.36	1. 0.
		b		75.78	42.94	1. -120.
		c		113.67	64.42	1. 120.
1	VELAME	a	13.8	0.00	0.00	1.05 0.
		b		0.00	0.00	1.05 -120.
		c		0.00	0.00	1.05 120.

Observação: Os dados de linhas são os mesmos do caso anterior.

Resultado do Fluxo de Carga Trifásico

Número de iterações: 9

Resultado das tensões nas barras

Nº	Nome da barra	fase a		fase b		fase c	
		tensão	ângulo	tensão	ângulo	tensão	ângulo
2	MEDICE	1.05	-0.14	1.05	-120.01	1.05	120.00
3	J_LEITE	1.03	-0.72	1.05	-120.04	1.04	120.03
4	MALVINAS	1.03	-0.89	1.05	-120.05	1.03	120.03
5	SULDOEST	1.02	-0.70	1.05	-119.99	1.03	120.12
6	J_VERDEJ	1.02	-0.70	1.05	-119.97	1.03	120.16
7	SALGADIN	1.01	-0.66	1.05	-119.92	1.02	120.28
8	L_BONITA	1.01	-0.66	1.05	-119.92	1.02	120.28
9	B_MONTE	1.00	-0.64	1.05	-119.89	1.02	120.35
10	LOGRADOU	0.98	-0.58	1.05	-119.78	1.01	120.58
11	C_B_VIST	0.96	-0.50	1.04	-119.64	0.99	120.89
12	R_VAZIA	0.94	-0.43	1.04	-119.54	0.98	121.13
13	R_F_VAZ	0.94	-0.43	1.04	-119.54	0.98	121.14
14	R_FUNDO	0.94	-0.42	1.04	-119.53	0.98	121.15
15	S_SOARES	0.94	-0.43	1.04	-119.53	0.98	121.14
16	INOCENCE	0.94	-0.43	1.04	-119.53	0.98	121.15
17	S_ROSA	0.94	-0.43	1.04	-119.53	0.98	121.15
18	BENTONIS	0.92	-0.36	1.04	-119.43	0.97	121.38
1	VELAME	1.05	0.00	1.05	-120.00	1.05	120.00

Grau de desbalanceamento do sistema

Nº	Barra	V0/V1(%)	V2/V1(%)
2	MEDICE	0.1822	0.0683
3	J_LEITE	0.9610	0.3605
4	MALVINAS	1.1907	0.4466
5	SULDOEST	1.2015	0.5312
6	J_VERDEJ	1.2803	0.5880
7	SALGADIN	1.5600	0.7897
8	L_BONITA	1.5650	0.7932
9	B_MONTE	1.7281	0.9106
10	LOGRADOU	2.2932	1.3151
11	C_B_VIST	3.0439	1.8500
12	R_VAZIA	3.6320	2.2679
13	R_F_VAZ	3.6484	2.2795
14	R_FUNDO	3.6826	2.3038
15	S_SOARES	3.6608	2.2883
16	INOCENCE	3.6677	2.2931
17	S_ROSA	3.6705	2.2951
18	BENTONIS	4.2554	2.7103
1	VELAME	0.00	0.00

Fluxo de potência nos componentes do sistema

Barramentos		Fluxo de Potência			
Nome	Nome	KW	KVAR	KW	KVAR
VELAME	MEDICE	1684.018	872.430	-1680.797	-865.744
		652.044	326.223	-652.461	-326.324
		1007.213	499.088	-1004.758	-497.978
Perda de Potência:		5.25974 (KW)	7.69477 (KVAR)		
MEDICE	J_LEITE	1642.746	847.493	-1629.401	-819.791
		637.531	318.687	-639.262	-319.107
		982.045	487.125	-971.876	-482.532
Perda de Potência:		21.78252 (KW)	31.87526 (KVAR)		
J_LEITE	MALVINAS	849.737	414.708	-847.695	-410.491
		338.785	164.123	-339.044	-164.179
		510.179	246.981	-508.615	-246.261
Perda de Potência:		3.34755 (KW)	4.88060 (KVAR)		
J_LEITE	SUDOEST	780.323	404.451	-773.188	-400.956
		301.175	154.333	-300.592	-154.358
		462.349	234.925	-459.237	-234.325
Perda de Potência:		10.83110 (KW)	4.07007 (KVAR)		
SUDOEST	J_VERDEJ	341.358	192.446	-340.340	-191.943
		127.537	71.169	-127.463	-71.175
		199.947	109.316	-199.514	-109.235
Perda de Potência:		1.52425 (KW)	0.57791 (KVAR)		
J_VERDEJ	SALGADIN	311.567	175.702	-308.347	-174.111
		115.925	64.721	-115.697	-64.740
		182.226	99.518	-180.865	-99.265
Perda de Potência:		4.80902 (KW)	1.82581 (KVAR)		
SALGADIN	L_BONITA	6.530	3.695	-6.529	-3.694
		2.608	1.477	-2.608	-1.477
		3.912	2.217	-3.911	-2.216
Perda de Potência:		0.00188 (KW)	0.00071 (KVAR)		
SALGADIN	B_MONTE	301.763	170.463	-299.914	-169.549
		113.014	63.283	-112.884	-63.295
		176.892	97.077	-176.111	-96.932
Perda de Potência:		2.75932 (KW)	1.04811 (KVAR)		
B_MONTE	LOGRADOU	288.106	162.936	-282.304	-160.066
		108.141	60.685	-107.736	-60.722
		169.005	92.987	-166.561	-92.533
Perda de Potência:		8.65073 (KW)	3.28752 (KVAR)		

Barramentos		Fluxo de Potência			
Nome	Nome	KW	KVAR	KW	KVAR
LOGRADOU	C_B_VIST	257.013	145.819	-250.268	-142.479
		97.578	55.057	-97.114	-55.102
		151.362	84.004	-148.530	-83.480
Perda de Potência:		10.04050 (KW)	3.81987 (KVAR)		
C_B_VIST	R_VAZIA	239.236	136.264	-234.344	-133.840
		92.674	52.635	-92.339	-52.667
		141.901	79.761	-139.849	-79.381
Perda de Potência:		7.27871 (KW)	2.77010 (KVAR)		
R_VAZIA	R_F_VAZ	40.763	24.412	-40.739	-24.401
		16.283	9.742	-16.281	-9.742
		24.452	14.632	-24.442	-14.630
Perda de Potência:		0.03565 (KW)	0.01352 (KVAR)		
R_F_VAZ	R_FUNDO	24.409	15.129	-24.379	-15.114
		9.754	6.042	-9.752	-6.043
		14.641	9.072	-14.629	-9.069
Perda de Potência:		0.04522 (KW)	0.01716 (KVAR)		
R_F_VAZ	S_SOARES	16.330	9.254	-16.323	-9.250
		6.537	3.706	-6.537	-3.706
		9.790	5.551	-9.787	-5.551
Perda de Potência:		0.01070 (KW)	0.00406 (KVAR)		
S_SOARES	INOCENCE	5.003	2.836	-5.002	-2.835
		2.002	1.131	-2.001	-1.131
		3.004	1.697	-3.003	-1.697
Perda de Potência:		0.00181 (KW)	0.00069 (KVAR)		
S_SOARES	S_ROSA	9.131	5.176	-9.128	-5.175
		3.661	2.067	-3.661	-2.067
		5.482	3.111	-5.481	-3.111
Perda de Potência:		0.00463 (KW)	0.00176 (KVAR)		
R_VAZIA	BENTONIS	193.567	109.440	-189.410	-107.379
		76.029	42.936	-75.747	-42.965
		115.373	64.757	-113.634	-64.436
Perda de Potência:		6.17832 (KW)	2.35292 (KVAR)		

Sistema em análise: Rede de distribuição radial - Alimentador
01L2 da Companhia de Eletricidade da Borborema(CELB)-C. Grande.

Tipo de estudo : Desbalanceamento natural do sistema com cargas desbalanceadas nos barramentos(fase a:50%, fase b:20% e fase c:30%).Representação de cargas por impedâncias.

Potência base: 100. (MVA).
Tolerância: 0.00001
Angulo: 45.0°

Dados de barras de cargas do sistema

No	Nome da barra	fase	Tensão Nominal (KV)	Potência ativa (KVA)	Potência reativa (KVAR)	Tensões iniciais mod. ang.
31	R:O NEP	a	13.8	207.06	128.32	1. 0.
		b		82.82	51.33	1. -120.
		c		124.24	76.99	1. 120.
32	BOLSA M	a	13.8	0.00	0.00	1. 0.
		b		0.00	0.00	1. -120.
		c		0.00	0.00	1. 120.
33	IRMAOS C	a	13.8	260.61	161.51	1. 0.
		b		104.24	64.61	1. -120.
		c		156.37	96.91	1. 120.
34	FELINTO	a	13.8	317.73	196.91	1. 0.
		b		127.09	78.76	1. -120.
		c		190.64	118.15	1. 120.
35	HIPER B	a	13.8	257.04	159.30	1. 0.
		b		102.82	63.72	1. -120.
		c		154.22	95.58	1. 120.
36	SAO BRAZ	a	13.8	702.10	435.12	1. 0.
		b		280.84	174.05	1. -120.
		c		421.26	261.07	1. 120.
37	R:M. BEL	a	13.8	124.95	77.44	1. 0.
		b		49.98	30.98	1. -120.
		c		74.97	46.46	1. 120.
38	HOSP P	a	13.8	0.00	0.00	1. 0.
		b		0.00	0.00	1. -120.
		c		0.00	0.00	1. 120.

Nº	Nome da barra	fase	Tensão Nominal (KV)	Potência ativa (KVA)	Potência reativa (KVAR)	Tensões iniciais mod. ang.
39	INTO	a	13.8	114.02	35.46	1. 0.
		b		45.61	14.18	1. -120.
		c		68.42	21.27	1. 120.
40	PEDRO R	a	13.8	301.07	186.59	1. 0.
		b		120.43	74.64	1. -120.
		c		180.64	111.95	1. 120.
41	CORPO B	a	13.8	365.33	226.41	1. 0.
		b		146.13	90.56	1. -120.
		c		219.20	135.85	1. 120.
42	CENTRO S	a	13.8	210.04	130.17	1. 0.
		b		84.01	52.07	1. -120.
		c		126.02	78.10	1. 120.
60	CGU/L2	a	13.8	0.00	0.00	1.05 0.
		b		0.00	0.00	1.05 -120.
		c		0.00	0.00	1.05 120.

Os dados de linha em termos das matrizes de impedância primitiva e admitância em derivação.

Matriz impedância primitiva da linha: 60-CGU/L2 - 31-R:O NEP

a	0.26915371 +j0.60543650	0.03731190 +j0.35338029	0.03731190 +j0.29524520
b		0.26915371 +j0.60543650	0.03731190 +j0.31179139
c			0.26915371 +j0.60543650

Matriz impedância primitiva da linha: 31-R:O NEP - 32-BOLSA M

a	0.18616460 +j0.41876021	0.02580740 +j0.24442130	0.02580740 +j0.20421121
b		0.18616460 +j0.41876021	0.02580740 +j0.21565570
c			0.18616460 +j0.41876021

Matriz impedância primitiva da linha: 32-BOLSA M - 33-IRMAOS C

a	0.64646822	0.05068200	0.05068200
	+j0.86120683	+j0.48000821	+j0.40104139
b		0.64646822	0.05068200
		+j0.86120683	+j0.42351660
c			0.64646822
			+j0.86120683

Matriz impedância primitiva da linha: 33-IRMAOS C - 34-FELINTO

a	0.11898190	0.00932800	0.00932800
	+j0.15850431	+j0.08834510	+j0.07381130
b		0.11898190	0.00932800
		+j0.15850431	+j0.07794780
c			0.11898190
			+j0.15850431

Matriz impedância primitiva da linha: 32-BOLSA M - 35-HIPER B

a	0.07626020	0.01057170	0.01057170
	+j0.17154031	+j0.10012440	+j0.08365280
b		0.07626020	0.01057170
		+j0.17154031	+j0.08834090
c			0.07626020
			+j0.17154031

Matriz impedância primitiva da linha: 35-HPER B - 36-SAO BRAZ

a	0.04485890	0.00621870	0.00621870
	+j0.10090610	+j0.05889670	+j0.04920750
b		0.04485890	0.00621870
		+j0.10090610	+j0.05196520
c			0.04485890
			+j0.10090610

Matriz impedância primitiva da linha: 36-SAO BRAZ - 37-R:M. BEL

a	0.00897180	0.00124370	0.00124370
	+j0.02018120	+j0.01177930	+j0.00984150
b		0.00897180	0.00124370
		+j0.02018120	+j0.01039300
c			0.00897180
			+j0.02018120

Matriz impedância primitiva da linha: 37-R:M. BEL - 38-HOSP P

a	0.02915830	0.00404210	0.00404210
	+j0.06558900	+j0.03828290	+j0.03198490
b		0.02915830	0.00404210
		+j0.06558900	+j0.03377740
c			0.02915830
			+j0.06558900

Matriz impedância primitiva da linha: 38-HOSP P - 39-INTO

a	0.17847280	0.01399200	0.01399200
	+j0.23775651	+j0.13251761	+j0.11071690
b		0.17847280	0.01399200
		+j0.23775651	+j0.11692180
c			0.17847280
			+j0.23775651

Matriz impedância primitiva da linha: 38-HOSP P - 40-PEDRO R

a	0.00897180	0.00124370	0.00124370
	+j0.02018120	+j0.01177930	+j0.00984150
b		0.00897180	0.00124370
		+j0.02018120	+j0.01039300
c			0.00897180
			+j0.02018120

Matriz impedância primitiva da linha: 40-PEDRO R - 41-CORPO B

a	0.15252040	0.02114340	0.02114340
	+j0.34308070	+j0.20024879	+j0.16730560
b		0.15252040	0.02114340
		+j0.34308070	+j0.17668180
c			0.15252040
			+j0.34308070

Matriz impedância primitiva da linha: 41-CORPO B - 42 - CENTRO S

a	0.32522741	0.04508520	0.04508520
	+j0.73156911	+j0.42700121	+j0.35675460
b		0.32522741	0.04508520
		+j0.73156911	+j0.37674791
c			0.32522741
			+j0.73156911

Dados de cargas representadas por impedância constante

Barra	Nº	Tipo	Fase	Resistên.	Reatân.
BOLSA M	32	Estrela ater.	a	1700.153	1053.320
			b	8094.429	5014.850
			c	5396.286	3343.232
CENTRO S	42	Delta	ab	850.076	526.660
			bc	850.076	526.660
			ca	850.076	526.660

Resultado do Fluxo de Carga Trifásico

Componentes do sistema

Número de linhas: 12
 Número de transformadores: 0
 Número de máquinas: 0
 Número de barras trifásicas: 13
 Número de cargas representadas por impedâncias: 2
 Número de estáticos de barras: 0

Número de iterações: 17

Resultado das tensões nas barras

Nº	Nome da barra	fase a		fase b		fase c	
		tensão	ângulo	tensão	ângulo	tensão	ângulo
31	R:O NEP	1.03	-0.51	1.05	-120.07	1.04	120.05
32	BOLSA M	1.02	-0.84	1.05	-120.11	1.03	120.08
33	IRMAOS C	1.02	-0.94	1.05	-120.11	1.03	120.12
34	FELINTO	1.02	-0.95	1.05	-120.11	1.03	120.13
35	HIPER B	1.02	-0.95	1.05	-120.13	1.03	120.08
36	SAO BRAZ	1.02	-1.01	1.05	-120.13	1.03	120.09
37	R:M. BEL	1.02	-1.02	1.05	-120.14	1.03	120.09
38	HOSP P	1.02	-1.04	1.05	-120.14	1.03	120.09
39	INTO	1.02	-1.05	1.05	-120.14	1.03	120.08
40	PEDRO R	1.02	-1.04	1.05	-120.14	1.03	120.09
41	CORPO B	1.02	-1.11	1.05	-120.16	1.03	120.08
42	CENTRO S	1.01	-1.17	1.05	-120.19	1.02	120.06
60	CGU/L2	1.05	0.00	1.05	-120.00	1.05	120.00

Grau de desbalanceamento do sistema

Nº	Barra	V0/V1(%)	V2/V1(%)
31	R:O NEP	0.7529	0.2892
32	BOLSA M	1.2437	0.4782
33	IRMAOS C	1.4672	0.5855
34	FELINTO	1.4899	0.5964
35	HIPER B	1.3985	0.5385
36	SAO BRAZ	1.4784	0.5698
37	R:M. BEL	1.4883	0.5737
38	HOSP P	1.5167	0.5852
39	INTO	1.5275	0.5904
40	PEDRO R	1.5245	0.5884
41	CORPO B	1.6130	0.6260
42	CENTRO S	1.6845	0.6622
60	CGU/L2	0.00	0.00

Fluxo de potência nos componentes do sistema

Barramentos		Fluxo de Potência			
Nome	Nome	KW	KVAR	KW	KVAR
CGU/L2	R:O NEP	3231.354	2039.063	-3201.458	-1980.679
		1429.377	873.266	-1432.357	-872.804
		2042.106	1246.534	-2019.196	-1234.799
		Perda de Potência:		49.82650 (KW)	70.58233 (KVAR)
R:O NEP	BOLSA M	2994.429	1852.289	-2976.308	-1817.034
		1349.474	821.410	-1351.245	-821.071
		1895.029	1157.764	-1881.144	-1150.604
		Perda de Potência:		30.23520 (KW)	42.75367 (KVAR)
BOLSA M	IRMAOS C	581.080	361.459	-578.495	-358.531
		231.424	143.348	-231.407	-143.361
		348.504	215.583	-347.045	-215.059
		Perda de Potência:		4.06122 (KW)	3.43891 (KVAR)
IRMAOS C	FELINTO	317.939	197.111	-317.795	-196.948
		127.094	78.757	-127.093	-78.757
		190.677	118.100	-190.596	-118.070
		Perda de Potência:		0.22580 (KW)	0.19120 (KVAR)
BOLSA M	HIPER B	2350.520	1427.849	-2345.879	-1418.972
		1110.094	671.678	-1110.485	-671.514
		1518.395	926.237	-1514.791	-924.285
		Perda de Potência:		7.85403 (KW)	10.99259 (KVAR)

Barramentos		Fluxo de Potencia			
Nome	Nome	KW	KVAR	KW	KVAR
HIPER B	SAO BRAZ	2088.833	1259.548	-2086.663	-1255.439
		1007.565	607.345	-1007.734	-607.249
		1360.836	828.398	-1359.148	-827.465
Perda de Potencia:		3.68916 (KW)	5.13848 (KVAR)		
SAO BRAZ	R:M. BEL	1385.443	820.781	-1385.250	-820.431
		726.142	433.529	-726.150	-433.513
		937.469	566.547	-937.317	-566.456
Perda de Potencia:		0.33602 (KW)	0.45877 (KVAR)		
R:M. BEL	HOSP P	1259.901	742.615	-1259.381	-741.684
		674.343	402.562	-674.360	-402.510
		861.946	519.969	-861.537	-519.715
Perda de Potencia:		0.91232 (KW)	1.23773 (KVAR)		
HOSP P	INTO	114.033	35.509	-114.011	-35.484
		45.598	14.206	-45.598	-14.207
		68.465	21.262	-68.452	-21.258
Perda de Potencia:		0.03455 (KW)	0.02925 (KVAR)		
HOSP P	PEDRO R	1145.142	706.565	-1145.006	-706.324
		628.983	389.186	-628.986	-389.170
		793.427	498.200	-793.320	-498.132
Perda de Potencia:		0.24084 (KW)	0.32522 (KVAR)		
PEDRO R	CORPO B	844.442	520.061	-843.152	-517.913
		507.774	314.889	-507.735	-314.662
		613.627	386.005	-612.606	-385.288
Perda de Potencia:		2.34991 (KW)	3.10345 (KVAR)		
CORPO B	CENTRO S	477.725	291.426	-476.789	-290.114
		361.562	224.085	-361.352	-223.691
		393.305	249.500	-392.557	-248.815
Perda de Potencia:		1.89263 (KW)	2.39154 (KVAR)		

Potência nas cargas representadas por impedância constante

Barra	Nº	Tipo	Fase	Potência na barra KW	KVAR
BOLSA M	32	Estrela ater.	a	44.618	27.643
			b	9.889	6.125
			c	14.247	8.826
CENTRO S	42	Delta	a	266.738	159.934
			b	277.340	171.613
			c	266.563	170.681