

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

FLUXO DE POTÊNCIA EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Marcelo Adorni [Pereira *n/414*

Carlos Alberto Favarin [Murari *t*
Orientador

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica, UNICAMP,
como parte dos requisitos exigidos para a obtenção
do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Este exemplar pertencente à coleção final da tese
defendida por *Marcelo A. Pereira*
..... da Comissão

Julgadora em *09. 93.*
[Assinatura]
Orientador

Campinas, setembro de 1993

*A Deus,
"inteligência suprema,
causa primeira de todas as coisas..."*

Agradecimentos

Ao professor Carlos Alberto Favarin Murari pelo excelente trabalho de orientação e pela amizade;

Aos professores do DSEE;

Aos amigos do DSEE pelo incentivo, ajuda e amizade;

Aos membros do DCIT (CPFL - Distrito de Itapira) pela cooperação e amizade;

A minha família pelo apoio e incentivo e

a Elaine pelo carinho.

Sumário

Introdução	1
Capítulo 1	
Sistemas de Energia Elétrica - Generalidades	2
Capítulo 2	
Fluxo de Potência em Redes de Distribuição	6
Capítulo 3	
Fluxo de Potência - Método Referência [15]	11
3.1 Banco de Dados da Topologia da Rede	11
3.2 Cálculo do Fluxo de Potência	12
3.2.1 Cálculo do Acúmulo de Cargas	13
3.2.2 Cálculo da Tensão, Corrente e Perdas	14
Capítulo 4	
Método Iterativo de Correção de Tensão - MICT	16
4.1 Banco de Dados da Rede	16
4.2 MICT Monofásico	19
4.2.1 Cálculo do Acúmulo de Cargas	19
4.2.2 Cálculo da Tensão, Corrente e Perdas	20
4.3 Adaptação para o Cálculo Trifásico	26

Capítulo 5	
Testes e Resultados	27
5.1 S/E Mairiporã - 22 Barras	27
5.2 Sistema 40-nós [14]	32
5.3 Comparação entre o MICT e o algoritmo da referência [15]	34
5.4 Sistema IEEE34	36
5.5 Alimentador IT0003	37
Capítulo 6	
Conclusões	41
Referências Bibliográficas	42
Apêndice A	
Fluxo de Potência	45
A.1 Formulação [16]	45
A.2 Método de Newton	48
A.3 Método Desacoplado Rápido [19]	49
A.4 Método Desacoplado: Versões BX e XB - [20,18]]	51
A.4.1 Algoritmo Primal - Versão BX	55
A.4.2 Algoritmo Dual - Versão XB	57
A.5 Método de Fluxo de Potência Desacoplado com Rotação de Eixos	59
Apêndice B	
Impedância em Linha Trifásica	60
B.1 Formulação Básica	60
B.2 Exemplo numérico	63
B.3 Considerações	64
B.3.1 Correntes de Terra	64
B.3.2 Retância Capacitiva	64
Apêndice C	
Resultados para o Alimentador ITP0003	65
Apêndice D	
Regulador de Tensão no MICT	71

Lista de Figuras

1.1	Sistema Sul-Sudeste Brasileiro	3
1.2	Esquemas de Sistemas de Distribuição	4
2.1	Figura 2.1	7
2.2	Figura 2.2	8
3.1	Topologia típica de uma rede de distribuição	12
3.2	Processo de busca e acúmulo de cargas [13]	13
3.3	Algoritmo proposto em [15]	15
4.1	Topologia de um sistema de distribuição	18
4.2	Processo de busca e acúmulo de cargas MICT	20
4.3	Trecho de um sistema de distribuição	20
4.4	Rede simplificada - cargas concentradas.	21
4.5	Algoritmo MICT	24
5.1	Alimentador 17 da S/E Mairiporã	28
5.2	Evolução do tempo de processamento para diferentes sistemas.	35
5.3	Topologia do Alimentador ITP0003	38
A.1	Algoritmo versão BX	56
A.2	Algoritmo versão XB	58
A.3	Plano real imaginário	59
B.1	Figura B.1	60
B.2	Estrutura B1	62
D.1	Figura D.1	71
D.2	Figura D.2 - Modelo Pi.	71
D.3	Figura D.3	72

Lista de Tabelas

3.1	Representação da rede da figura 3.1	12
4.1	Dados da topologia da rede	17
4.2	Dados dos Nós da figura 4.1	17
4.3	Dados das Linhas da figura 4.1	17
4.4	Banco de dados - Formato MICT	18
4.5	Resultados obtidos para a rede da figura 4.1	23
5.1	Dados do Alimentador da figura 5.1	29
5.2	Resultados do Sistema da figura 5.1	30
5.3.a	Comparação de desempenho entre métodos	31
5.3.b	Comparação de desempenho entre métodos	31
5.4	Resultados entre iterações - ref. [14]	32
5.5	Resultados entre iterações - MICT	33
5.6	Característica de convergência	33
5.7	Comparação entre MICT e ref.[15]	34
5.8	Sistema IEEE-34-[24], desempenho em PCAT	36
5.9	Sistema IEEE-34-[24], desempenho em Sun SPARCstation 2	36
5.10	Características de condutores elétricos [24]	37
5.11	Configuração Básica dos Condutores	37
5.12	Dados do Alimentador ITP0003	39
A.1	Características das barras	47
A.2	Relação R/X em Linhas de Transmissão	50
D.1	Banco de dados SYS10	73
D.2	Resultado do sistema SYS10 sem Regulador de tensão	74
D.3	Resultado do sistema SYS10 com Regulador de tensão	74

Resumo

Neste trabalho faz-se uma revisão bibliográfica de publicações nas quais métodos de cálculo do Fluxo de Potência em Redes de Distribuição (FPRD) são apresentados.

Uma melhoria no método proposto na referência [15] gerou o algoritmo **MICT** (Método Iterativo de Correção de Tensão) formulado neste trabalho.

Algumas redes de distribuição foram utilizadas para averiguar o desempenho do **MICT** e os resultados obtidos foram comparados com os dos métodos de Newton e Desacoplados [3,16,18] e com a referência [14].

Visando-se uma maior quantidade bem como uma melhor qualidade das informações das grandezas elétricas (tensão, corrente, potência, etc.) em uma rede de distribuição, a metodologia foi estendida para o cálculo trifásico do fluxo de potência, com resultados também satisfatórios.

Introdução

Este trabalho analisa um algoritmo de fluxo de potência em redes de distribuição de energia elétrica, visando velocidade de processamento para aplicações em tempo real (" on-line ").

O método utilizado aplica-se somente a redes de distribuição de topologia radial.

Devido às características intrínsecas dos sistemas de distribuição, implementou-se também o cálculo de fluxo de potência trifásico, proporcionando uma gama maior de informações, úteis nos estudos de planejamento.

A linguagem de programação utilizada foi C e os computadores: uma SPARCstation2 e um PC_AT286.

O banco de dados ITP003, utilizado no cálculo trifásico, foi obtido na CPFL - Distrito de Itapira - cujos funcionários permitiram a consulta a microfimes, plantas e deram orientação técnica.

Este trabalho está organizado da seguinte forma:

Capítulo 1: Análise macroscópica dos sistemas de energia elétrica, abordando as diferenças entre a geração, a transmissão e a distribuição.

Capítulo 2: Revisão bibliográfica de publicações nas quais métodos de Fluxo de Potência em Redes de Distribuição (FPRD) são propostos.

Capítulo 3: Descrição do método de fluxo de potência apresentado por S.K. Goswami e S.K. Basu [15]. Método base para este trabalho.

Capítulo 4: Apresentação do método de fluxo de potência desenvolvido neste trabalho.

Capítulo 5: Testes e resultados comparativos, comprovando a eficácia do método e a sua excelente velocidade de processamento.

Capítulo 6: Conclusões.

Apêndice A: Síntese dos principais métodos de fluxo de potência aplicáveis a redes de energia elétrica em geral.

Apêndice B: Procedimentos para a obtenção da impedância trifásica utilizada no cálculo de fluxo de potência.

Apêndice C: Resultados para o alimentador ITP003 (CPFL-Itapira).

Apêndice D: Regulador de tensão no MICT.

Capítulo 1

Sistemas de Energia Elétrica - Generalidades

Neste capítulo, situa-se de maneira macro os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, abordando algumas características peculiares.

A energia elétrica, mola propulsora do desenvolvimento, é obtida por diversos meios de conversão (hidráulica, térmica, eólica, etc.) e é conduzida aos centros de consumo por linhas em diferentes níveis de tensão; no sistema brasileiro, desde 11,9kV até 750kV em corrente alternada e ± 600 kV em corrente contínua.

As fontes de energia das quais se obtêm energia elétrica não estão geralmente disponíveis nas imediações dos grandes centros de consumo, pelo que é necessário recorrer à transmissão a distância.

A maioria das redes de transmissão funciona em corrente alternada trifásica; casos há que propiciam a transmissão em corrente contínua: ligação Inglaterra-França, através do Canal da Mancha; ligação Toscana-Córsega-Sardenha, através do mar Tirreno, e ligação Noruega-Dinamarca[1], que exige o emprego de cabos submarinos. Longas distâncias cobrem o custo de implantação das estações retificadora e alternadora (Itaipu - Ibiúna (Furnas)).

Visando à confiabilidade e à economia, os centros de geração e transmissão são interligados; a França, por exemplo, tem mais de vinte interligações com sistemas e países adjacentes. A interligação monta um complexo sistema Geração-Transmissão de topologia reticulada formando áreas ou subsistemas que, por sua vez, também são interligados. A figura 1.1 ilustra o sistema Sul-Sudeste brasileiro.

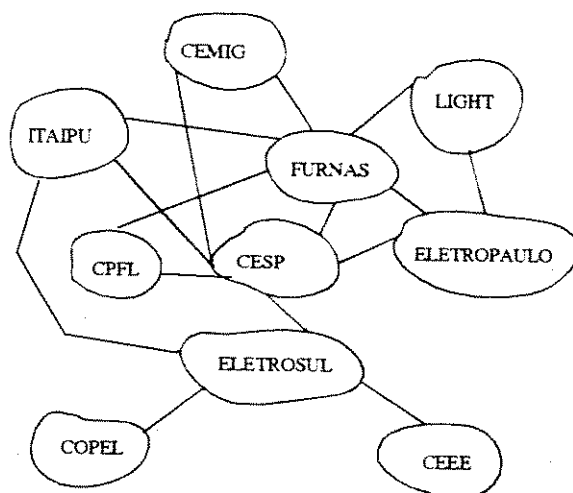


Figura 1.1 - Sistema Sul-Sudeste Brasileiro.

A operação de um sistema deste tipo é complexa, exigindo um modelamento para análise de planejamento, manutenção, continuidade de fornecimento, intercâmbio entre áreas e contingências. Algumas ferramentas de análise são utilizadas, entre elas o Fluxo de Potência e Simulação Dinâmica [1].

A estabilidade de um sistema, como o da figura 1.1, exige uma malha de controle sofisticada face a alterações operativas, tais como: desequilíbrio entre demanda e geração, reprogramação da geração/intercâmbio entre áreas, entrada e saída brusca de carga ou geração, alterações topológicas da rede, etc.

Da geração/transmissão chega-se à distribuição, aos grandes centros de consumo, e à nossa residência.

Os sistemas de Distribuição de Energia Elétrica operam em níveis que vão de 3,3 kV a 25 kV [2], a partir da subestação até pontos de transformação, com potências entre 15 kVA a 500 kVA, onde a tensão é reduzida a níveis de 380/220/127 Volts, como exemplo.

A rede de distribuição pode ser executada segundo dois esquemas fundamentais: o radial e o malhado. Na distribuição radial, a rede se desenvolve segundo linhas dorsais e derivações; se desejarmos uma maior segurança de serviço, podemos prever duas linhas em paralelo para as ligações mais importantes. Esta prerrogativa é garantida também pela distribuição do tipo em malha, provendo uma ou mais subestações. A figura 1.2 ilustra o esquema de um sistema de distribuição.

As chaves representadas na figura 1.2.b podem ser operadas tornando a topologia malhada ou radial, com possibilidades de intercâmbio de carga entre alimentadores, numa eventual falta.

O esquema da figura 1.2.a é o mais utilizado em alimentadores ru-

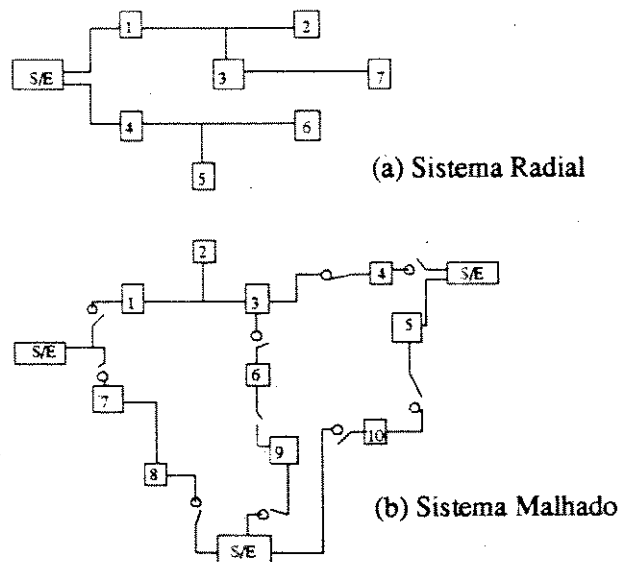


Figura 1.2 - Esquemas de Sistemas de Distribuição.

rais e o da figura 1.2.b, em centros urbanos. A CPFL e a CESP têm operado suas redes de distribuição sempre de forma radial com a possibilidade de manobras, transferindo cargas numa eventual falta ou para a manutenção em trechos da rede[4]. A operação radial visa segurança e economia, visto que a configuração reticulada requer um esquema de proteção e operação mais elaborados[5]. Os sistemas de distribuição, dinâmicos e com grande número de pontos de interesse tais como: transformadores, religadores, chaves seccionadoras, bancos de capacitores, reguladores de tensão, etc., exigem constante manutenção, estão sujeitos a falhas, freqüentemente em expansão e portanto sua topologia é dinâmica [3].

Nos centros de operação de sistemas de distribuição, há a necessidade de uma ferramenta de planejamento e análise para a simulação da rede em operações de manobra, garantindo:

- 1 - Operação segura da rede (equipamentos funcionando dentro de seus próprios limites);
- 2 - Níveis de tensão adequados;
- 3 - Planos de manobras racionais;
- 4 - Continuidade de serviço, reduzindo o número de falhas e o tempo de duração das manobras.

Um simulador de redes pode ser construído utilizando-se técnicas de cálculo de fluxo de potência e, com um eficiente sistema de aquisição de dados,

as simulações podem ser efetuadas em tempo real permitindo ao operador conhecer o estado (tensão, corrente) da rede em um determinado instante e na ocorrência de uma falta tomar decisões de manobra o mais rápido possível para minimizar o tempo de interrupção. Um simulador pode ser muito útil nos estudos de planejamento da expansão do sistema[3].

Neste trabalho propõe-se um método de fluxo de potência, voltado a sistemas radiais, com tempo de processamento compatível para simulações em tempo real e com boa precisão, útil também para estudos de planejamento a curto prazo com a inserção de modelagem trifásica.

Comparativamente, o modelo de fluxo de potência tradicional tem por hipótese básica que tanto o sistema de transmissão quanto as cargas são equilibradas; já para os sistemas de distribuição de energia elétrica, esta hipótese pode não ser válida, visto que muitas cargas são monofásicas e o balanço entre fases pode não ser obtido [4]. A análise de fluxo de potência trifásico traz maiores conhecimentos sobre a rede (tensão, corrente por fase), possibilitando melhores estudos de planejamento.

Capítulo 2

Fluxo de Potência em Redes de Distribuição

Neste capítulo faz-se uma revisão bibliográfica de publicações nas quais métodos de cálculo do Fluxo de Potência em Redes de Distribuição (FPRD) são propostos.

Direcionando seu trabalho ao estudo de redes urbanas de distribuição de energia elétrica, Sigmar[6] formulou um modelo desacoplado para o cálculo da queda de tensão e obtenção do fluxo de corrente em redes reticuladas de baixa tensão. O desacoplamento em dois sistemas lineares de corrente contínua teve como vantagem a redução de memória do computador; a diminuição da quantidade de cálculos (procedimento não iterativo); a possibilidade de se aplicar técnicas de ordenação ótima para a triangularização de matrizes esparsas e simétricas pois os dois sistemas incorporam matrizes reais, simétricas e esparsas. Sigmar comenta que o método proposto apresenta valores aproximados, porém, para redes de baixa tensão eles são satisfatórios, compatíveis com o erro dos instrumentos de medida normalmente usados.

Em [7] é descrito um método para a obtenção do FPRD em redes com topologia fracamente malhada, tendo como formulação básica as leis de Kirchhoff. O algoritmo proposto converte primeiramente a rede de topologia fracamente malhada em radial utilizando a técnica "multi-port compensation"[8.9] em um processo iterativo que calcula as injeções de corrente equivalentes, nos pontos de abertura, através de um circuito equivalente de Thévenin com a formação de uma matriz impedância não-esparsa. Conforme explicitado pelos autores, o método só é

eficiente se a rede for fracamente malhada, ou seja, poucos “loops” a serem abertos.

Em [10] é proposto um método heurístico para a reconfiguração de circuitos de distribuição objetivando reduzir as perdas em condições normais de operação. É parte essencial do método, a solução de redes fracamente malhadas através da técnica proposta na referência [7].

Em [11] é proposto um método recursivo para a obtenção dos fluxos em rede radial:

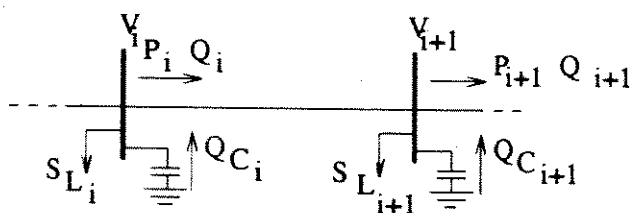


Figura 2.1

$$P_{i+1} = P_i - r_{i+1}(P_i^2 + Q_i^2)/V_i^2 - P_{L_{i+1}}$$

$$Q_{i+1} = Q_i - x_{i+1}(P_i^2 + Q_i^2)/V_i^2 - Q_{L_{i+1}} + Q_{C_{i+1}} \quad (2.1)$$

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2(r_{i+1}P_i + x_{i+1}Q_i) + (r_{i+1}^2 + x_{i+1}^2)(P_i^2 + Q_i^2)/V_i^2$$

Conhecida a potência suprida pela subestação ($P_o + jQ_o$) e também a sua tensão V_o , assumida constante, a tensão e a potência no nó vizinho podem ser obtidas pelas expressões (2.1) e assim sucessivamente. Capacitores estão inclusos na formulação pois os autores tinham como objetivo a alocação ótima de capacitores em redes de distribuição.

As equações (2.1) agregadas a algumas condições [11] constituem um sistema de equações denominado “DistFlow Equation” que possibilitou, com base na metodologia Newton-Raphson, a construção de um algoritmo para a obtenção do estado da rede [11].

Em [12], visando a redução de perdas via reconfiguração da rede de distribuição, são apresentados dois métodos:

- "Simplified DistFlow Method"
- "Backward and Forward Update of DistFlow"

No primeiro método há uma simplificação do conjunto de equações (2.1) excluindo os termos quadráticos que correspondem às perdas nos ramos da rede e assim, para uma rede radial do tipo esquematizado na figura 2.2, tem-se o seguinte conjunto de equações:

$$P_{i+1} = \sum_{k=i+2}^n P_{L_k}$$

$$Q_{i+1} = \sum_{k=i+2}^n Q_{L_k} \quad (2.2)$$

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2(r_i P_i + x_i Q_i)$$

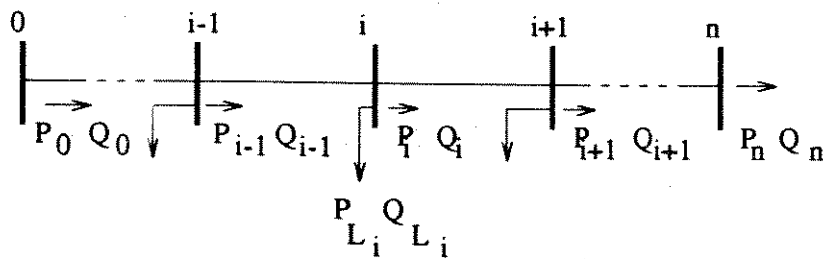


Figura 2.2

Neste caso as perdas podem ser aproximadamente obtidas por[12]:

$$LP_i = r_i(P_i^2 + Q_i^2)$$

considerando-se $V_i^2 \cong 1 \text{ p.u.}$

No outro método, o conjunto de equações (2.1), neste trabalho denominado "Forward Branch Equation", é reformulado:

$$P_{i-1} = P_i + r_{i-1}(P_i^2 + Q_i^2)/V_i^2 + P_{L_{i-1}}$$

$$Q_{i-1} = Q_i + x_{i-1}(P_i^2 + Q_i^2)/V_i^2 + Q_{L_{i-1}} \quad (2.3)$$

$$V_{i-1}^2 = V_i^2 + 2(r_{i-1}P_i + x_{i-1}Q_i) + (r_{i-1}^2 + x_{i-1}^2)(P_i^2 + Q_i^2)/V_i^2$$

sendo denominado “Backward Branch Equation”.

Com estes dois conjuntos de equações, um processo iterativo de atualização (“backward and forward update”) permite obter a solução do problema FPRD conforme proposto em [12].

Em [13], os autores comparam três métodos para o problema FPRD:

- SONR: “Second Order Newton-Raphson”;
- FDLF: “Fast Decoupled Load Flow”;
- DistFlow: “Método proposto em [12]”.

Aplicando as leis de Kirchhoff a um sistema radial e assumindo a tensão na subestação (início do radial) como referência, em [14] os autores resolveram o problema de FPRD na forma $\mathbf{V} = \mathbf{Z} \cdot \mathbf{I}$ onde:

\mathbf{V} - vetor cujos elementos são iguais à tensão da subestação;

\mathbf{I} - vetor das correntes de carga;

\mathbf{Z} - “loop impedance matrix”.

É proposto um esquema de numeração dos nós e dos ramos que otimiza a formação/fatoração triangular da matriz \mathbf{Z} . Entretanto, nas conclusões, os autores reconhecem a complexidade deste esquema. É também apresentada uma adaptação da metodologia para resolver redes de distribuição malhadas. A idéia é estrategicamente interromper as malhas, tornando a rede radial, de modo que de um determinado nó originam dois nós, ambos com a mesma tensão e a mesma carga (em magnitude).

Em [15], para minimizar as perdas em redes radiais via reconfiguração, os autores apresentam um algoritmo para solucionar o problema FPRD em redes radiais em tempo real ("on-line").

Características principais do algoritmo [15]:

- Flexibilidade para incorporar qualquer alteração na configuração da rede;
- Rápido para possibilitar sua aplicação em tempo real.

Programando-se o algoritmo proposto em [15], constatou-se a sua eficácia e analisou-se que modificações poderiam ser efetuadas para uma melhor eficiência e sua adaptação ao Fluxo de Potência Trifásico. Isto é o que norteou o desenvolvimento deste trabalho.

Capítulo 3

Fluxo de Potência - Método Referência [15]

Neste capítulo transcreve-se o método de fluxo de potência, proposto por S.K. Goswami e S.K. Basu na referência [15].

Trata-se de um algoritmo suficientemente rápido para aplicações em tempo real, atendendo à topologia dinâmica dos sistemas de distribuição. A solução rápida do algoritmo é incrementada por uma conveniente representação do banco de dados.

3.1 Banco de Dados da Topologia da Rede

Assume-se que um nó (ponto de interesse) tenha no máximo duas seqüências a nós posteriores. Então se alguma rede não apresenta esta característica padrão sua topologia deve ser adaptada. A numeração segue da subestação (nó 0) e, a linha seguinte deve ter o mesmo número do nó onde ela incide, por exemplo, a linha (1) incide no nó (1).

A topologia da rede é descrita por quatro tipos de identificadores: 'Line no.', 'NBHIND', 'LNAHEAD-1' e 'LNAHEAD-2'.

Para o i -ésimo nó da rede, 'Line no(i)' contém o número da linha que incide ao nó i . 'LNAHEAD-1(i)' traz o número da primeira linha que sai do nó

'Line no.'	'NBHIND'	'LNAHEAD-1'	'LNAHEAD-2'
(1)	0	(2)	(18)
(2)	1	(3)	(22)
(3)	2	(0)	(0)
(18)	1	(0)	(0)
(22)	2	(0)	(0)

Tabela 3.1 - Representação da rede da figura 3.1.

i e 'LNAHEAD-2(i)' traz a segunda linha que sai do nó i.

A figura 3.1 traz uma parte da topologia de uma rede de distribuição para ilustrar o banco de dados da tabela 3.1.

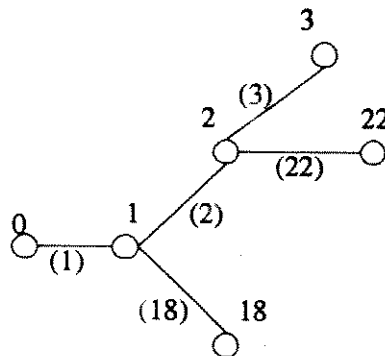


Figura-3.1 Topologia típica de uma rede de distribuição.

3.2 Cálculo do Fluxo de Potência

Inicialmente ignoram-se as perdas na transmissão e assume-se que todas as cargas subsequentes a um nó ficam concentradas nele e a tensão é determinada iterativamente em função da tensão do nó anterior, da corrente e das perdas na linha.

O cálculo da tensão e a determinação das perdas ocorrem para todos os nós e linhas da rede. Após a primeira iteração estar completada, todas as perdas de transmissão estarão conhecidas e então, na próxima iteração, o acúmulo de cargas deverá embutir as perdas das linhas: "summed_power = summed_power + summed_power_loss".

3.2.1 Cálculo do Acúmulo de Cargas

O cálculo começa em um nó terminal e dirige-se para os nós anteriores. O nó processado é o nó 'NODE2' e um indicador 'NFLAG' diz se o nó foi ou não processado.

Se durante o processamento o nó 'NODE2' tem seu 'NFLAG' igual a 1, isto significa que todos os nós à frente do nó 'NODE2' foram processados e tal procedimento segue aos nós anteriores até a origem (subestação). Quando 'NFLAG' vale zero, isto indica que o nó 'NODE2' não foi processado previamente. Se, contudo, 'LNAHEAD-2' valer zero, indicando que não há outra rota exceto a que está sendo calculada, então, o acúmulo de cargas deve ser processado para o 'NODE2' e o processo deve continuar para o nó 'NBHIND'. Porém, se 'LNAHEAD-2' do nó 'NODE2' existe, o processamento deve reiniciar para um novo nó terminal. É claro que quando todos os nós terminais forem processados, o valor de 'NFLAG' para todos os nós intermediários será 1 e pode-se então continuar o processo de acúmulo de cargas em direção à origem.

O algoritmo da figura 3.2 ilustra melhor o procedimento.

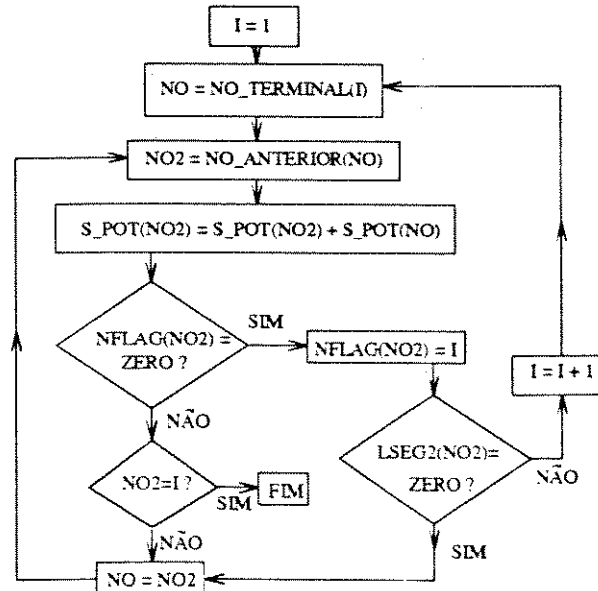


Figura-3.2 Processo de busca e acúmulo de cargas [15]

3.2.2 Cálculo da Tensão, Corrente e Perdas

O nó 1 tem sua tensão inicializada em 1 p.u. e o nó seguinte a ser processado é determinado em função de 'LNAHEAD-1' e 'LNAHEAD-2'. Se ambos existem o processo segue na direção de 'LNAHEAD-1' enquanto 'LNAHEAD-2' é colocado em uma lista de espera 'LWAIT'. O algoritmo é repetido até um nó terminal, e a nova direção é obtida de 'LWAIT'.

O procedimento descrito em [15] para o cálculo da tensão, da corrente e das perdas é o seguinte:

1. - Inicialize a tensão do nó i igual à tensão do nó 'NBHIND';
2. - Calcule a corrente através da linha i

$$I_i = \left(\frac{\text{summed_power}(i) + \text{summed_power_loss}(i)}{V_i} \right)^*$$

3. - $\text{Drop}^1 = Z_i \cdot I_i$; Z_i = impedância da linha i ;
4. - $V_i^{\text{new}} = V_i^{\text{old}} - \text{Drop}$;
5. - Converge para uma potência constante? Se não, vá ao passo 2;
6. - Calcule a perda na linha, $T_{\text{loss}} = \text{Re}(\text{Drop} \cdot I_i^*)$.

O diagrama de blocos da figura 3.3 ilustra o processo com maiores detalhes.

¹Queda de tensão

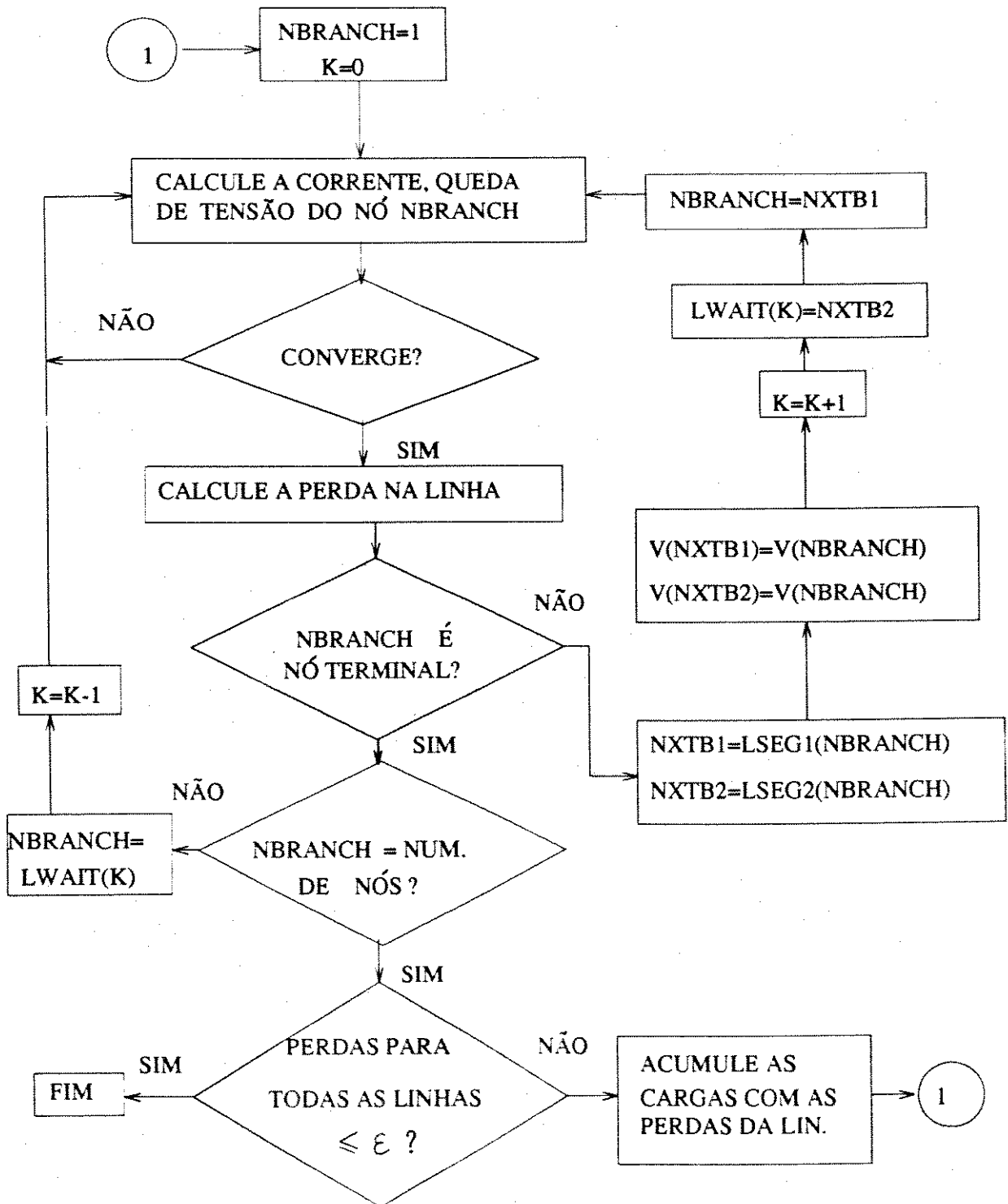


Figura-3.3 Algoritmo proposto em [15]

Capítulo 4

Método Iterativo de Correção de Tensão - MICT

Neste capítulo propõe-se algumas alterações para o método descrito no capítulo 3 e estende-se a modelagem para o cálculo trifásico.

O grande número de nós de interesse implica em elevado uso de memória computacional[2,6]; a baixa relação X/R apresenta problemas de convergência [3]; a continuidade do serviço impõe velocidade de processamento para rápidas decisões de manobra dentro de limites operacionais, etc.. Buscando evitar estes problemas e aproveitando a característica radial do Sistema de Distribuição, implementou-se um método simples e eficiente, sem operações matriciais e com baixo esforço computacional.

4.1 Banco de Dados da Rede

O formato do banco de dados é de vital importância para o bom desempenho do algoritmo. Nesta versão a numeração dos nós da rede não precisa ser alterada pelo operador do sistema pois isto é feito internamente no próprio programa computacional.

A topologia da rede é descrita aqui por três tipos de informações, reduzindo assim um vetor e conseqüentemente espaço de memória. Outra alteração

CAP.3 [15]	CAP.4 MICT
'Line no.' - número da linha	No - número do nó
'NBHIND' - nó anterior	Informação não utilizada
'LNAHEAD-1' - 1.linha à frente	Lseg1 - 1.nó à frente
'LNAHEAD-2' - 2.linha à frente	Lseg2 - 2.nó à frente

Tabela 4.1 - Dados da topologia da rede

também efetuada está relacionada com a informação dos vetores '**LNAHEAD-1**' e '**LNAHEAD-2**' que agora indicam o próximo nó e desta forma evita-se a numeração das linhas.

As informações que descrevem a topologia da rede, neste capítulo, em comparação com as informações descritas no capítulo 3, estão na tabela 4.1.

No caso de redes onde um nó possua mais de duas derivações, pode-se implementar **Lseg3**, **Lseg4**, etc. ou, para as seqüências de menor importância, as cargas podem ser concentradas no nó de derivação, dotando-o de apenas duas seqüências. Normalmente o máximo é de duas derivações [4].

Na figura 4.1 tem-se uma parte da topologia de um sistema de distribuição típico para ilustrar a montagem do banco de dados.

A tabela 4.2 fornece os dados das barras (nós) e a tabela 4.3 os dados das linhas.

Barra	1	2	3	4	5	6	7
P(kW)	100,0	90,0	120,0	60,0	45,0	2,4	120,0
Q(kVAr)	60,0	40,0	80,0	20,0	30,0	-25,0	80,0

Tabela 4.2 - Dados dos Nós da figura 4.1.

Linha	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
R(Ω)	0,0922	0,4930	0,3660	0,3811	0,8190	0,1872	0,7114
jX(Ω)	0,0470	0,2511	0,1864	0,1941	0,7070	0,6188	0,2351

Tabela 4.3 - Dados das Linhas da figura 4.1.

Na tabela 4.4 tem-se o banco de dados no formato utilizado na presente versão do **MICT**.

Vb-(kV)	Sb-(kVA)	Nb				
15,0	300,0	7				
Barra	Lseg1	Lseg2	R (Ω)	jX(Ω)	P(kW)	Q(kVAr)
1	2	5	0,0922	0,0470	100,0	60,0
2	3	4	0,4930	0,2511	90,0	40,0
3	0	0	0,3660	0,1864	120,0	80,0
4	0	0	0,3811	0,1941	60,0	20,0
5	7	6	0,1872	0,6188	2,4	-25,0
6	0	0	0,8190	0,7070	45,0	30,0
7	0	0	0,7115	0,2351	120,0	80,0

Tabela 4.4 - Banco de dados - Formato MICT

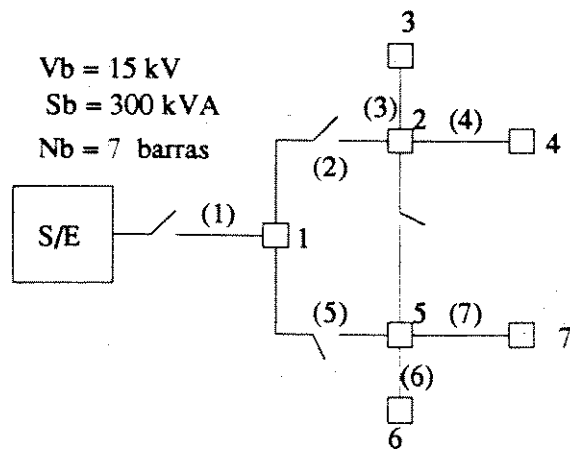


Figura 4.1 - Topologia de um sistema de distribuição

4.2 MICT Monofásico

No **MICT** tem-se a mesma seqüência de cálculos exposta no item 3.2 do capítulo 3.

Os passos básicos são:

1. - Efetuar o acúmulo de cargas como indicado em 4.2.1.
2. - Calcular a corrente, a perda e o nível de tensão em cada nó como descrito em 4.2.2.
3. - O processo será repetido até que a maior variação numérica, entre iterações, no cálculo das perdas, seja menor que uma certa tolerância.

4.2.1 Cálculo do Acúmulo de Cargas

Desenvolveu-se uma técnica bem simples para efetuar esta operação, evitando-se um processamento de busca com identificadores, como utilizado por S.K. Goswami e S.K. Basu [15].

A concentração de cargas parte dos nós terminais, aproveitando a numeração interna onde a ordem é crescente da subestação aos nós terminais. Deve-se assegurar uma posição nula a mais nos vetores: perdas (SP_{Perd}) e Σ das cargas (SP) pois no início deste processo os nós terminais não têm **Lseg1** nem **Lseg2** e então, a última posição de **Lseg1** e **Lseg2** deverá apontar para a última posição zerada dos vetores de perdas e cargas.

O algoritmo da figura 4.2 ilustra a técnica.

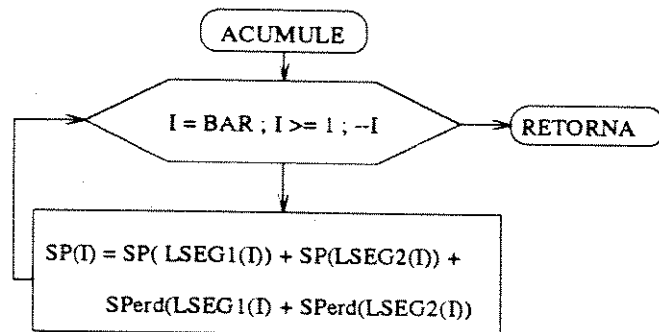


Figura-4.2 Processo de busca e acúmulo de cargas MICT

Onde:

$SP(i)$ = Vetor que concentra toda carga subsequente ao nó i ;
 $SPerd(i)$ = Perda de potência na linha que incide ao nó i ;
 BAR = Número de barras.

4.2.2 Cálculo da Tensão, Corrente e Perdas

Considere um trecho de um sistema de distribuição radial conforme figura 4.3

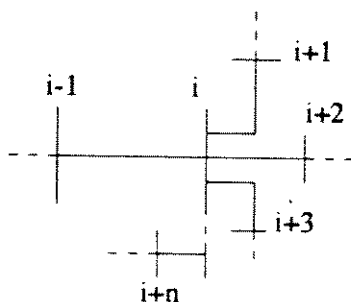


Figura-4.3 Trecho de um sistema de distribuição radial

Concentra-se na barra i todas as cargas das barras e perdas nas linhas subsequentes à barra i , obtendo-se uma rede simplificada conforme figura 4.4.

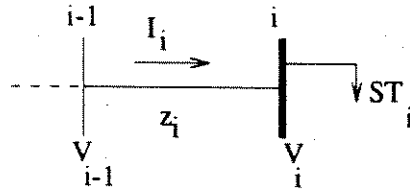


Figura-4.4 Rede simplificada - cargas concentradas.

onde:

I_i : corrente que flui para a barra i ;

z_i : impedância que liga o trecho $(i-1)-(i)$;

V_i : tensão na barra i - ($V_i = |V_i| e^{j\theta}$);

ST_i : potência total acumulada na barra i - ($ST_i = \sum_{k=i}^{i+n} S_k + \sum_{m=i+1}^{i+n} Perd_m$)

A corrente I_i pode ser obtida por:

$$I_i = \left(\frac{ST_i}{V_i} \right)^* \quad (4.1)$$

A tensão V_i pode ser obtida por:

$$V_i = V_{i-1} - z_i \cdot I_i \quad (4.2)$$

Inserindo (4.2) em (4.1) obtém-se:

$$I_i = \left(\frac{ST_i}{V_{i-1} - z_i \cdot I_i} \right)^* \quad (4.3)$$

A equação (4.3) é uma função do tipo $\mathbf{x} = \mathbf{F}(\mathbf{x})$, à qual pode ser aplicado o método de iteração numérica de Gauss-Seidel, tornando-a do tipo $\mathbf{x}^{(\nu+1)} = \mathbf{F}(\mathbf{x}^{(\nu)})$.

$$I_i^{(\nu+1)} = \left(\frac{ST_i}{V_{i-1} - z_i \cdot I_i^{(\nu)}} \right)^* \quad (4.4)$$

Considere a subestação como nó 0 (zero), o procedimento básico do cálculo da tensão, corrente e perdas é o seguinte:

1. Inicializar $\nu = 0$; $Perd_i = 0$ para $i = 1, \dots, n$
(n - número de nós do alimentador);
2. $i = 1$;
3. Assumir $V_i =$ tensão do nó antecessor;
4. Fazer $ST_i = \sum$ das cargas dos nós subseqüentes + \sum das perdas ($Perd_i$) dos respectivos trechos incidentes ;
5. Calcular a corrente no trecho incidente ao nó i ;

$$I_i^\nu = \left(\frac{ST_i}{V_i} \right)^*$$

6. Calcular a queda de tensão $DV_i = z_i \cdot I_i^\nu$ (z_i - impedância do trecho);
7. Fazer $\nu = \nu + 1$;
8. Recalcular a corrente no trecho incidente ao nó i ;

$$I_i^\nu = \left(\frac{ST_i}{V_i - DV_i} \right)^*$$

Se $| I_i^{\nu-1} - I_i^\nu | > \epsilon_I$ retornar ao passo 6. Senão siga;

9. Calcular a perda no trecho incidente ao nó i ;

$$Perd_i = (DV_i \cdot I_i^\nu)^*$$

10. Atualizar a tensão $V_i = V_i - DV_i$;
11. Se i não for o último nó do alimentador, fazer $i=i+1$ e retornar ao passo 3. Caso contrário, siga;
12. Comparar os valores de $Perd_i$ entre iterações e registrar a maior variação em magnitude.
Se $\Delta Perd_{max} > \epsilon_p$, fazer $i = 1$ e retornar ao passo 4. Caso contrário, fim.

Observe que há dois testes de convergência: um no cálculo da corrente e outro no cálculo das perdas

Após a convergência no trecho i o nó seguinte é determinado por **Lseg1** e **Lseg2**. Se ambos existem, o processo segue na direção de **Lseg1** enquanto **Lseg2** é colocado em uma lista de espera '**LWAIT**'. O processo é repetido até um nó terminal ser encontrado e a nova direção é obtida de '**LWAIT**'.

Utilizando-se o banco de dados que representa a figura 4.1 e após duas iterações com precisão de 0,001 p.u., obtém-se os resultados conforme tabela 4.5.

Barra	1	2	3	4	5	6	7
$ V $ (Volts)	14,996	14,985	14,981	14,983	14,990	14,986	14,983
$ I $ (A)	40,618	20,261	9,5964	4,206	12,567	3,606	9,5964

Tabela 4.5 - Resultados obtidos para a rede da figura 4.1.

A figura 4.5 mostra o diagrama de blocos para o método **MICT**.

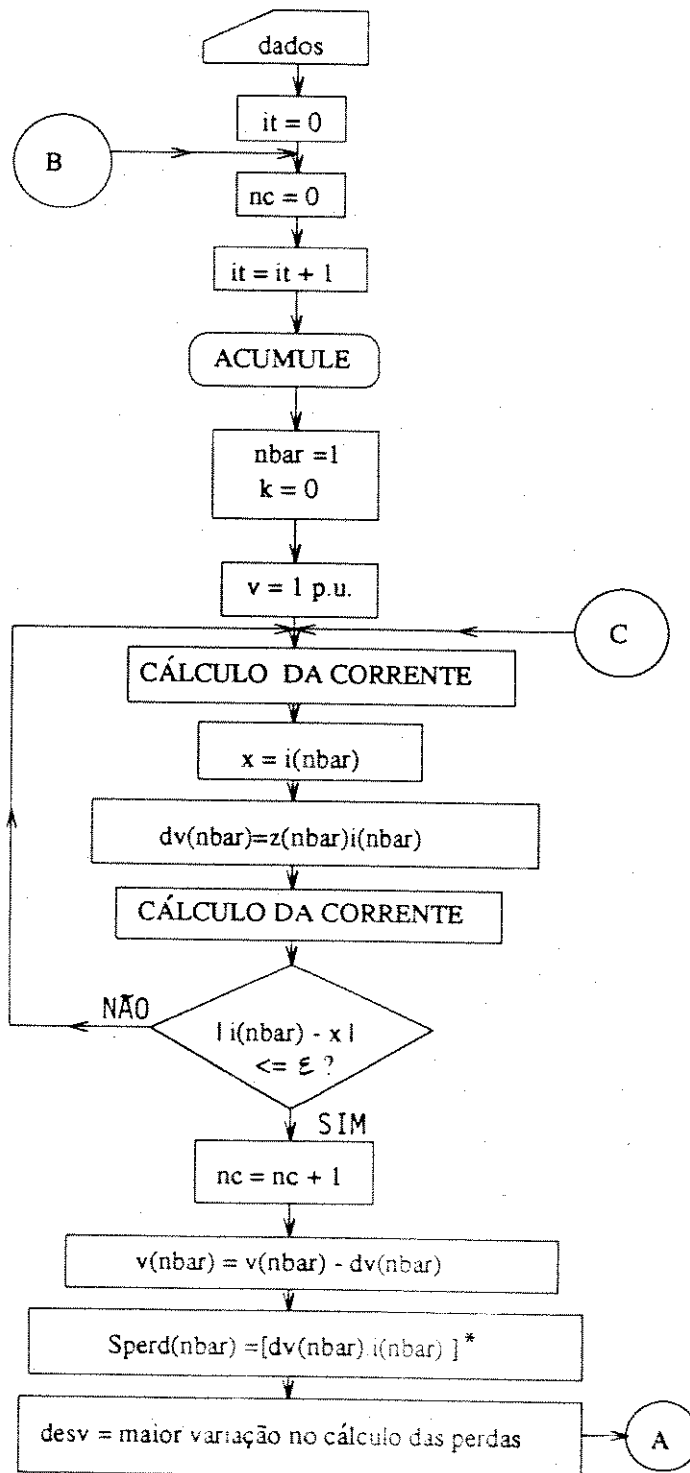


Figura 4.5 - Algoritmo MICT.

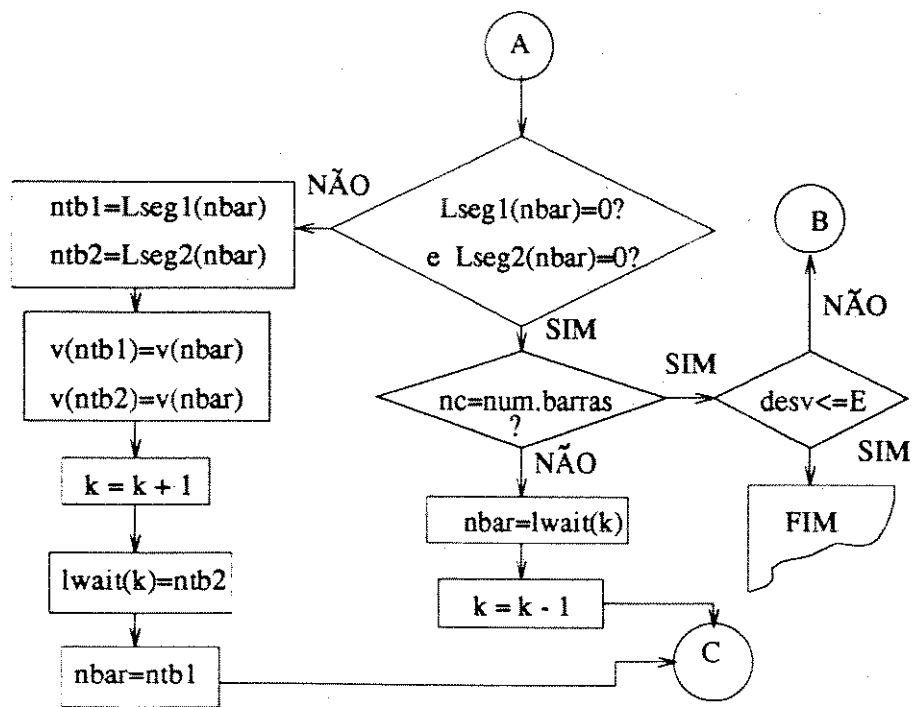


Figura 4.5 - Algoritmo MICT.

4.3 Adaptação para o Cálculo Trifásico

Pesquisando-se, nos bancos de dados da CPFL, verificou-se que os dados de carga eram discriminados por fase e com valores desbalanceados e ainda, certas concessionárias mantêm derivações da rede em alimentadores bifásicos e monofásicos. A seguir modela-se e adapta-se o MICT para o cálculo trifásico, obtendo-se corrente e tensão por fase.

Mais uma vez, aproveitando a simplicidade dos cálculos no método MICT, a adaptação para um sistema trifásico é trivial.

Modifica-se, por exemplo, $V = V_x + jV_y$ para o vetor:

$$\mathbf{V} = V \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ \alpha^2 \\ \alpha \end{bmatrix} \quad \left(\alpha = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \quad (4.1)$$

e a potência aparente $\mathbf{S} = P + jQ$:

$$\mathbf{S} = \begin{bmatrix} P_a & jQ_a \\ P_b & jQ_b \\ P_c & jQ_c \end{bmatrix} \quad (\text{fases : } a, b \text{ e } c) \quad (4.2)$$

e, finalmente a impedância $\mathbf{Z} = R + jX$ será uma matriz 3x3, obtida conforme apêndice 2.

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} (R_{aa}, X_{aa}) & (R_{ab}, X_{ab}) & (R_{ac}, X_{ac}) \\ (R_{ba}, X_{ba}) & (R_{bb}, X_{bb}) & (R_{bc}, X_{bc}) \\ (R_{ca}, X_{ca}) & (R_{cb}, X_{cb}) & (R_{cc}, X_{cc}) \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Capítulo 5

Testes e Resultados

Neste capítulo apresentam-se algumas redes de distribuição utilizadas para averiguar o desempenho do **MICT**.

Os resultados do **MICT** são comparados com os dos métodos de Newton e Desacoplados, versões **BX** e **XB** [3,16,18,20] e com o algoritmo da referência [15] para a modelagem monofásica e, para a modelagem trifásica, os testes foram comparados com os resultados do programa desenvolvido na referência [23] e nos relatórios de medições da CPFL [4].

5.1 S/E Mairiporã - 22 Barras

O alimentador 17 da Subestação Mairiporã [3] foi utilizado com a chave 23-24 (NA), operando radialmente.

A figura 5.1 ilustra a topologia do alimentador.

A tabela 5.1 fornece os dados do alimentador.

Os resultados obtidos estão na tabela 5.2.

As tabelas 5.3.a e 5.3.b comparam o desempenho do método **MICT** com os métodos de Newton e Desacoplados [3,16,18]. Os testes foram realizados em microcomputador PCAT-286, 16MHz e sem co-processador.

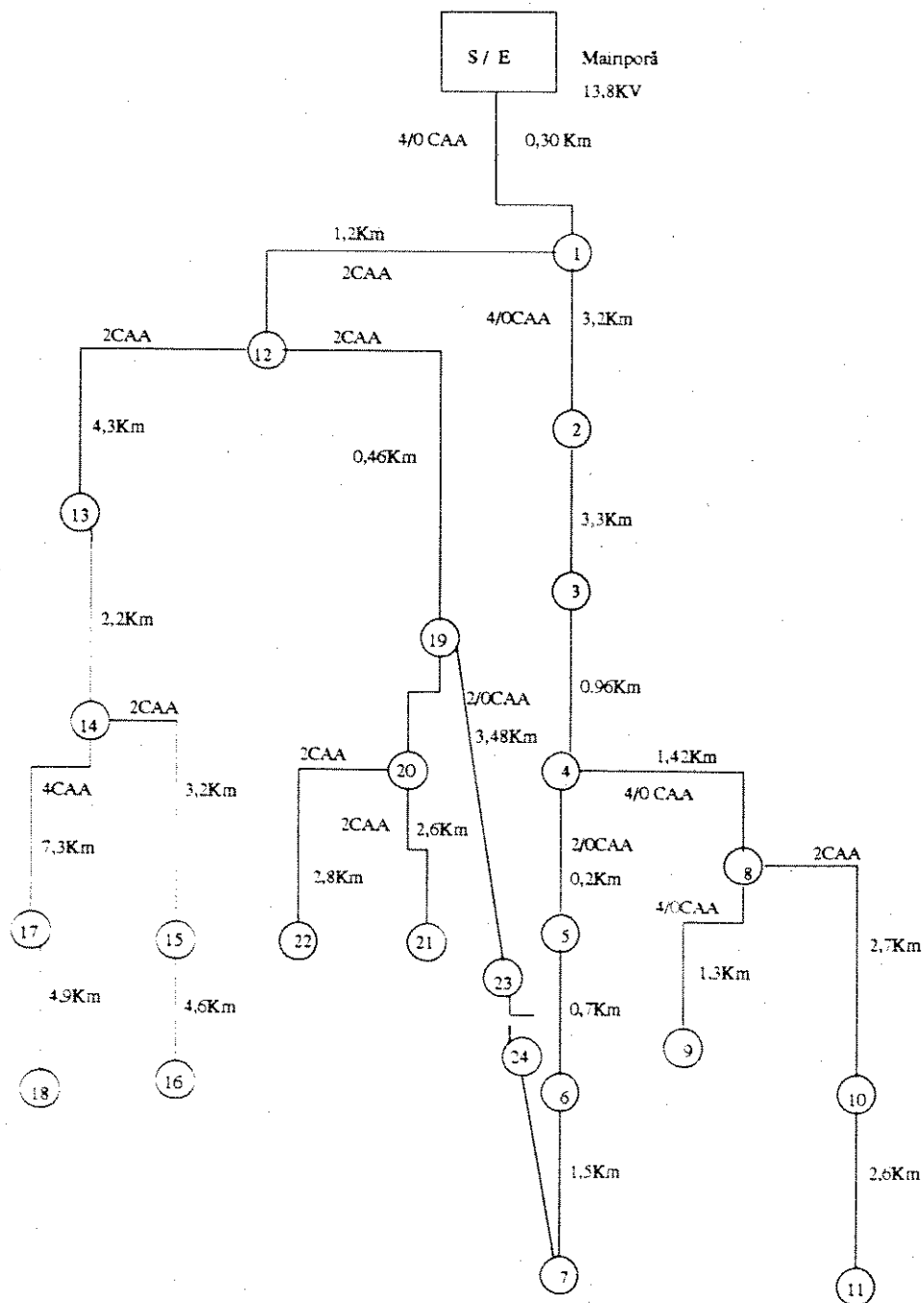


Figura 5.1 - Alimentador 17 da S/E Mairiporã.

Barra	Lseg1	Lseg2	R(Ω)	jX(Ω)	P(kW)	Q(kVAr)
1	2	12	0,11037	0,14151	1229,0	505,0
2	3	0	1,17728	1,50944	80,0	39,0
3	4	0	1,21407	1,55661	36,0	17,0
4	8	5	0,35318	0,45283	671,0	325,0
5	6	0	0,11124	0,10178	176,0	85,0
6	7	0	0,38934	0,35623	64,0	31,0
7	0	0	0,83430	0,76335	266,0	129,0
8	9	10	0,52242	0,66981	72,0	35,0
9	0	0	0,47827	0,61321	108,0	52,0
10	11	0	2,83581	1,41453	124,0	60,0
11	0	0	2,73078	1,36214	28,0	14,0
12	13	19	1,26036	0,62868	52,0	25,0
13	14	0	4,51629	2,25277	308,0	149
14	15	17	2,31066	1,15258	16,0	8,0
15	16	0	3,36096	1,67648	32,0	16,0
16	0	0	4,83138	2,40994	56,0	27,0
17	18	0	12,49760	4,17925	68,0	33,0
18	0	0	8,38880	2,80525	72,0	35,0
19	20	0	0,48314	0,24099	28,0	13,0
20	21	22	6,09174	3,03862	72,0	35,0
21	0	0	2,73078	1,36214	36,0	17,0
22	0	0	2,94084	1,46692	36,0	17,0

Tabela 5.1 - Dados do Alimentador da figura 5.1.

Barra	V (kV)	I (A)	Barra	V (kV)	I (A)
1	13,75	299,90	2	13,51	136,49
3	13,28	130,01	4	13,22	127,01
5	13,21	42,58	6	13,20	27,77
7	13,17	22,36	8	13,19	27,97
9	13,19	9,08	10	13,15	12,83
11	13,15	2,37	12	13,66	64,22
13	13,43	45,93	14	13,37	20,39
15	13,35	7,33	16	13,32	4,65
17	13,22	11,81	18	13,17	6,00
19	13,65	14,00	20	13,57	11,67
21	13,56	2,91	22	13,56	2,91

Tabela 5.2 - Resultados do Sistema da figura 5.1 (precisão: 0,001 p.u.).

tolerância 0.001 p.u.		
Método	Tempo de proc. (segundos)	Numero de Iterações
MICT	0.4396	2
Newton	70.6667	3
Des.XB	12.9396	4
Des.BX	13.9011	4,5
Des.XB c/Rot 45°	11.5385	3
Des.BX c/Rot 45°	10.5495	2,5

Tabela 5.3.a - Comparação de desempenho entre métodos.

tolerância 0,00001 p.u.		
Método	Tempo de proc. (segundos)	Numero de Iterações
MICT	0.9341	3
Newton	93.3333	4
Des.XB	29.0495	12
Des.BX	17.6923	6,5
Des.XB c/Rot 45°	14.5604	4,5
Des.BX c/Rot 45°	14.5604	4,5

Tabela 5.3.b - Comparação de desempenho entre métodos.

Os resultados obtidos foram idênticos e o tempo de processamento muito bom, na ordem de vinte vezes menor que o do método desacoplado rápido com rotação de eixos.

5.2 Sistema 40-nós [14]

Com esse sistema pode-se comparar a característica de convergência do **MICT** com a do método proposto em [14].

A tabela 5.4 contém os resultados apresentados em [14-“table 6”] e a tabela 5.5 os resultados obtidos com o **MICT**.

Bar	Iter. 1		Iter. 2		Iter. 3	
	Tensão (p.u.)	Ângulo (graus)	Tensão (p.u.)	Ângulo (graus)	Tensão (p.u.)	Ângulo (graus)
1	0,981107	-1,00413	0,979955	-1,06682	0,979874	-1,07133
2	0,973913	-1,18463	0,972322	-1,25812	0,972214	-1,26332
3	0,973103	-1,19384	0,971467	-1,26787	0,971355	-1,2731
4	0,972088	-1,22538	0,970366	-1,301852	0,970248	-1,30725
5	0,968755	-1,29814	0,966813	-1,37945	0,966680	-1,38517
6	0,968889	-1,29660	0,966956	-1,37781	0,966824	-1,38352
7	0,973390	-1,61991	0,971674	-1,72545	0,971549	-1,73325
8	0,972524	-1,66213	0,970753	-1,77018	0,970624	-1,77814
9	0,972119	-1,66674	0,970324	-1,77507	0,970194	-1,78305
10	0,971734	-1,95307	0,969751	-2,08510	0,969600	-2,09503
11	0,967532	-2,06917	0,965185	-2,21126	0,965005	-2,22201
12	0,963918	-2,16908	0,961244	-2,32025	0,961036	-2,33176
13	0,958487	-2,29723	0,955295	-2,46070	0,955043	-2,47326
14	0,955664	-2,37584	0,952188	-2,54721	0,951910	-2,56044
15	0,95286	-2,44017	0,949111	-2,16811	0,948809	-2,63191
16	0,953317	-2,43495	0,949605	-2,61235	0,949307	-2,62610
17	0,968329	-2,03491	0,966152	-2,17335	0,965989	-2,18377
18	0,966707	-2,08703	0,964410	-2,22924	0,964238	-2,23993
19	0,966171	-2,09316	0,9638358	-2,235837	0,963661	-2,24655
20	0,971217	-1,99623	0,9692436	-2,13161	0,969095	-2,14180

Tabela 5.4 - Resultados entre iterações - referência [14].

Bar	Iter. 1		Iter. 2		Iter. 3	
	Tensão (p.u.)	Ângulo (graus)	Tensão (p.u.)	Ângulo (graus)	Tensão (p.u.)	Ângulo (graus)
1	0,98034	-1,06127	0,97970	-1,07073	0,97968	-1,07087
2	0,97273	-1,24865	0,97203	-1,25857	0,97202	-1,25872
3	0,97187	-1,25843	0,97117	-1,26835	0,97116	-1,26850
4	0,97073	-1,28953	0,97002	-1,29955	0,97001	-1,29971
5	0,96708	-1,35957	0,96636	-1,36977	0,96635	-1,36993
6	0,96727	-1,36268	0,96655	-1,37289	0,96654	-1,37305
7	0,97464	-1,67081	0,97381	-1,68707	0,97379	-1,68732
8	0,97372	-1,71536	0,97289	-1,73176	0,97287	-1,73202
9	0,97330	-1,72023	0,97246	-1,73665	0,97244	-1,73690
10	0,97043	-2,07187	0,96946	-2,09255	0,96944	-2,09288
11	0,96587	-2,19685	0,96484	-2,21809	0,96482	-2,21843
12	0,96192	-2,30463	0,96084	-2,32637	0,96082	-2,32671
13	0,95593	-2,44273	0,95480	-2,46495	0,95478	-2,46530
14	0,95277	-2,52662	0,95162	-2,54915	0,95160	-2,54951
15	0,94958	-2,58990	0,94843	-2,61266	0,94840	-2,61302
16	0,95013	-2,58904	0,94897	-2,61179	0,94895	-2,61215
17	0,96681	-2,16030	0,96585	-2,18229	0,96583	-2,18264
18	0,96507	-2,21630	0,96410	-2,23848	0,96408	-2,23883
19	0,96449	-2,22292	0,96352	-2,24511	0,96350	-2,24547
20	0,96990	-2,11853	0,96896	-2,14030	0,96894	-2,14066

Tabela 5.5 - Resultados entre iterações - MICT.

Adotando-se como referência as magnitudes das tensões na terceira iteração, determinou-se os desvios máximos em relação à primeira e à segunda iterações, apresentados na tabela 5.6.

Método	Max-desv1	Max-desv2
Direct[14]	0,004051	0,000302
MICT	0,001180	0,000300

Tabela 5.6 - Característica de convergência.

Constata-se pela tabela 5.6 que o desvio entre iterações é menor no MICT.

5.3 Comparação entre o **MICT** e o algoritmo da referência [15]

Na tabela 5.7 tem-se os tempos de processamento para o algoritmo da referência [15] e para o algoritmo deste trabalho. Foram utilizados sete sistemas com dimensões diferentes, o menor com 10 nós e o maior com 200 nós. Os testes

Sistema	MICT	ref.[15]
SYS10	1,26	1,32
SYS20	2,53	2,56
SYS40	8,02	8,08
SYS80	17,03	17,09
SYS120	24,61	24,67
SYS160	24,28	24,45
SYS200	30,82	31,04

Tabela 5.7 - Comparação entre **MICT** e ref.[15].
(tempo em segundos)

foram efetuados em um PCAT-286, 16 MHz e sem co-processador.

O gráfico da figura 5.2 ilustra a evolução do tempo de processamento para os diferentes sistemas.

Os sistemas SYS10, SYS20, SYS80, SYS120 e SYS200 apresentam poucas ramificações e os sistemas SYS40 e SYS160 muitas ramificações. A consequência é que o tempo de processamento é proporcionalmente menor quanto maior o número de ramificações.

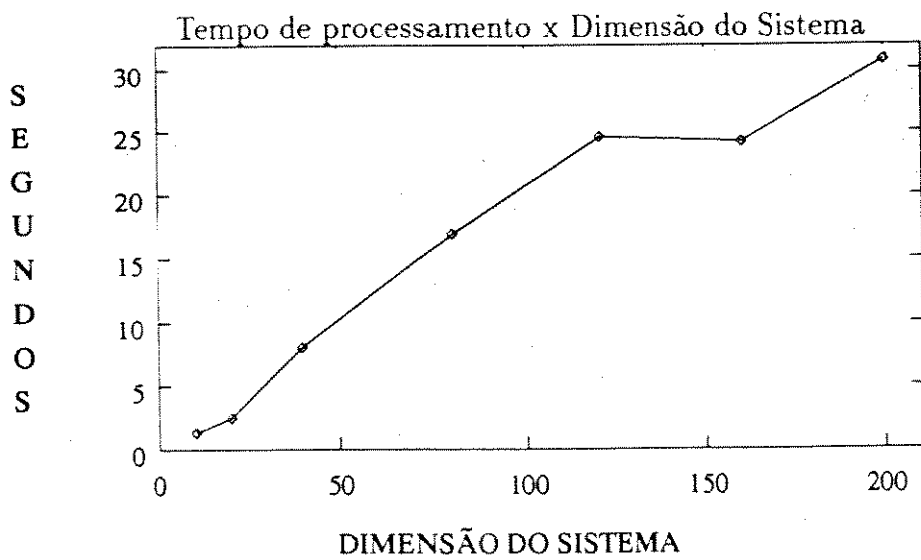


Figura 5.2 - Evolução do tempo de processamento para diferentes sistemas.

5.4 Sistema IEEE34

Os resultados obtidos com um sistema de 34 barras [24] foram comparados com os obtidos pelo programa elaborado por Maria Goretti durante a realização de sua tese de mestrado[23].

As impedâncias foram calculadas conforme apêndice 2.

As tabelas 5.8 e 5.9 comparam o desempenho do MICT em máquinas diferentes.

PCAT-286 16MHz		
tolerância	tempo(seg)	Iterações
0.001	3,62637	3
0,00001	6,208791	4

Tabela 5.8 - Sistema IEEE-34-[24], desempenho em PCAT

Sun SPARCstation 2		
tolerância	tempo(mseg)	Iterações
0,001	31,050	3
0,00001	50,550	4

Tabela 5.9 - Sistema IEEE-34-[24], desempenho em Sun SPARCstation 2

5.5 Alimentador ITP003

O banco de dados do alimentador ITP003 foi levantado com a cooperação da CPFL - Distrito de Itapira -. Os dados referentes a cabos, distância entre transformadores, tensão, corrente, queda de tensão e estruturas, foram obtidos em microfimes e plantas do sistema PRODADIS - CPFL.

A figura 5.3 ilustra a topologia do alimentador ITP003.

A estrutura padrão e predominante no alimentador é do tipo B1 [25]¹.

A tabela 5.10 contém as características dos condutores utilizados no alimentador.

CABO	TIPO	Ω/m	RMG/m
336,4 MCM	CA	$1,901410^{-4}$	$7,437110^{-3}$
1/0 AWG	CA	$6,959410^{-4}$	$1,359410^{-3}$
1/0 AWG	CU	$3,771710^{-4}$	$3,392410^{-3}$
2 AWG	CA	$1,050110^{-3}$	$1,274110^{-3}$
10 AWG	CU	$3,668010^{-3}$	$1,010010^{-3}$

Tabela 5.10 - Características de condutores elétricos [24]

onde:

CA: Cabo de alumínio sem alma de aço

CU: Cabo de Cobre sem alma de aço

RMG: Raio Médio Geométrico

TIP	FASES	NEUTRO
1	336.4 MCM	10 CU
2	336.4 MCM	1/0 CU
3	1/0 AWG	2 CA

Tabela 5.11 - Configuração Básica dos Condutores

Na tabela 5.11 tem-se os cabos correspondentes à indicação na coluna TIP da tabela 5.12

A tabela 5.12 fornece a distância entre as coordenadas do alimentador, o tipo de cabo e a carga no final do trecho.

¹Figura 2.2-apêndice 2

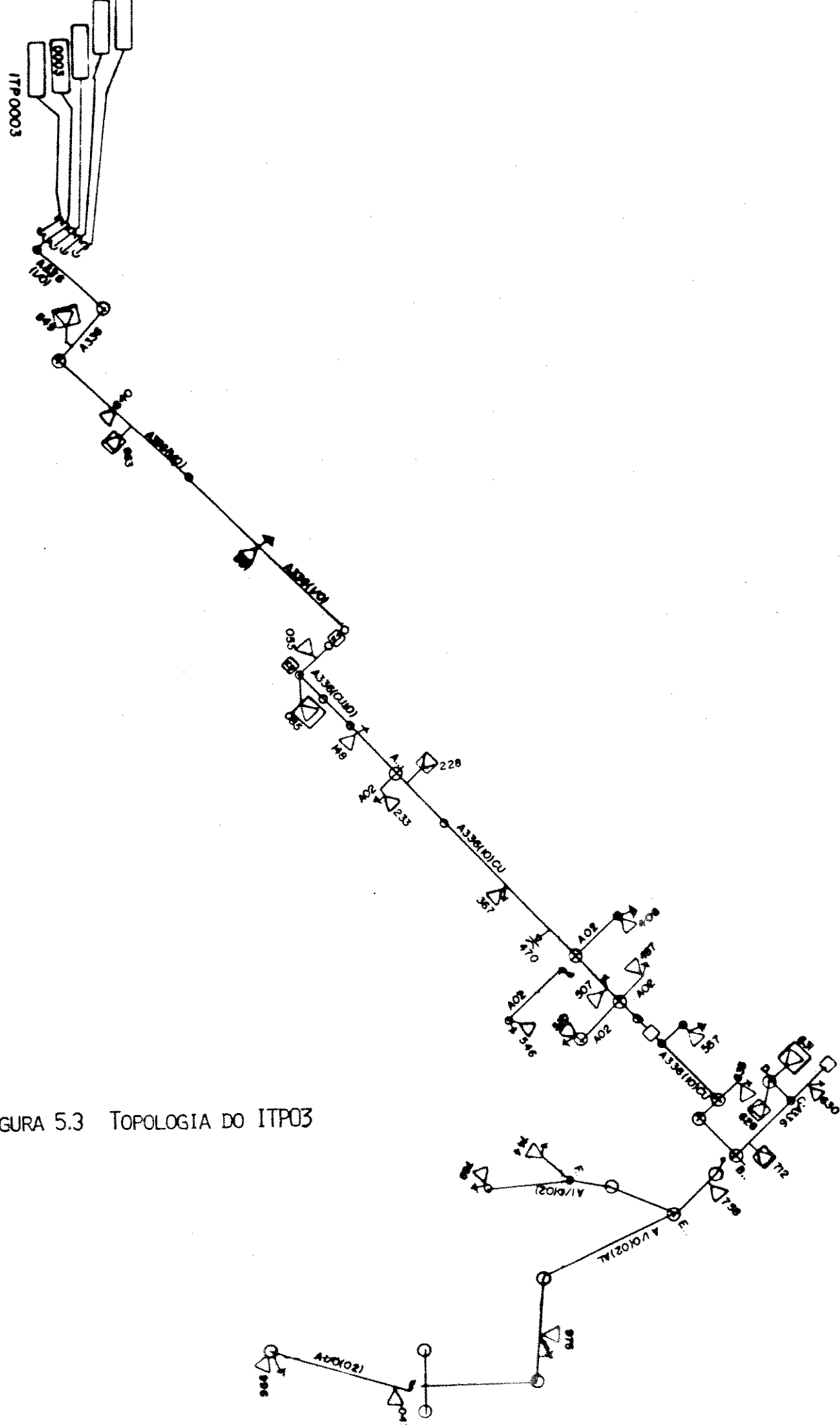


FIGURA 5.3 TOPOLOGIA DO ITP03

TRECHO	EXT(m)	TIP	PA	QA	PB	QB	PC	QC
ITP3-549	380	1	12,4460	2,5273	12,4460	2,5273	12,4460	2,5227
549-640	250	1	8,0360	1,6318	8,0360	1,6318	8,0360	8,0360
640-663	60	1	73,7940	14,9845	73,7940	14,9845	73,7940	14,9840
663-891	470	1	8,1340	1,6517	8,1340	1,6517	8,1340	1,6517
891-055	610	1	17,2480	3,5024	19,2080	3,9004	16,1700	3,2835
055-085	60	1	110,0540	22,3474	110,0540	22,3474	110,0540	22,3471
085-148	220	1	3,9200	0,7960	5,9780	1,2139	5,3900	1,0945
148-A..	150	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
A..-233	70	1	7,3500	1,4924	9,8980	2,0099	7,0560	1,4328
A..-228	40	1	25,3650	8,3371	25,3650	8,3371	25,3650	8,3371
228-367	390	1	9,5950	3,1537	12,7300	4,1842	7,0300	2,3107
367-470	160	1	0,0000	-100,00	0,0000	-100,0000	0,0000	-100,00
470-408	110	1	11,4950	3,7782	6,8400	2,2482	9,0250	2,9664
408-546	250	1	11,9700	3,9344	11,7800	3,8719	12,4450	4,0905
408-507	130	1	13,4900	4,4340	11,8750	3,9031	10,7350	3,5284
507-487	50	1	11,1150	3,6533	7,125	2,3419	5,7000	1,8735
487-570	130	1	13,2050	4,3403	25,4600	8,3683	21,1850	6,9632
487-557	160	1	13,2050	4,3403	25,4600	8,3683	21,1850	6,9632
557-635	225	1	22,0800	9,4060	22,0800	9,4060	22,0800	9,4060
635-B..	210	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
B..-712	50	1	24,0120	10,2291	22,9080	9,7588	17,5720	7,4856
712-C..	150	1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
C..-D..	80	2	26,0157	10,4590	27,0239	9,5467	21,9780	8,9546
C..-630	60	1	25,0560	7,3080	23,9040	6,9720	18,3360	5,3480
B..-758	110	3	15,9250	7,2556	18,1090	8,2507	17,5720	7,4856
758-E..	300	3	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
E..-F..	120	3	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
F..-744	110	3	92,0000	32,1918	92,0000	32,1918	92,0000	32,1918
F..-769	200	3	4,5000	2,1795	4,5000	2,1795	4,5000	2,1795
E..-975	660	3	9,7010	4,9700	11,0360	5,6539	11,8370	6,0643
975-047	480	3	7,6500	3,7051	8,5500	4,1410	7,9200	3,8358
047-996	350	3	10,0800	4,8820	9,2700	4,4897	8,6400	4,1845

Tabela 5.12 - Dados do Alimentador ITP003

Na tabela 5.12 tem-se:

- PA, PB e PC : Potência Ativa nas fases A, B e C respectivamente.
- QA, QB e QC : Potência Reativa nas fases A, B e C respectivamente.

O apêndice C traz os resultados obtidos para o alimentador ITP003.

No apêndice D propõe-se um modelo para a simulação de um regulador de tensão no MICT.

Capítulo 6

Conclusões

O objetivo principal deste trabalho foi o estudo de métodos de fluxo de potência que se adaptassem às características dos sistemas de distribuição e apresentassem resultados confiáveis, com baixo tempo de processamento.

O trabalho de pesquisa, de forma geral, pode ser dividido em:

- Investigação dos métodos de fluxo de potência para redes de distribuição citados na literatura [3,6 a 15].
- Implementação do método proposto em [15], dedicado a sistemas de distribuição de topologia radial.
- Melhoria no método proposto em [15], reduzindo-se dois vetores “NBHIND” e “NFLAG”, simplificando-se o processo de busca e acúmulo de cargas.
- Programação do **MICT** e avaliação de seu desempenho.
- Implementação dos Métodos de Newton[16] e Desacoplados [3,18,19] para avaliar a precisão dos resultados e a característica de convergência do **MICT**.
- Os testes e resultados para redes monofásicas mostram o bom desempenho do **MICT** tanto na precisão dos resultados como na velocidade de processamento o que motivou a sua adaptação para o cálculo trifásico, uma vez que as cargas nos sistemas de distribuição não são balanceadas.

Como sugestões para trabalhos futuros:

- Inserir o **MICT** em um reconfigurador de redes para avaliar o seu potencial para aplicações em tempo real (tempo de processamento).
- Implementar o método em um simulador de redes de distribuição, utilizando programação paralela, onde cada alimentador poderia ser simulado em um processador e no caso de uma reconfiguração a troca de parte das cargas dos alimentadores seria feita entre os processadores paralelos.

Referências Bibliográficas

- [1] ELGERD, O. I. "*Electric Energy Systems Theory: An Introduction.*" New York: McGraw-Hill, 1971.
- [2] "*Planejamento de Sistemas de Distribuição.*" Coleção Distribuição de Energia Elétrica Vol-1. Rio de Janeiro: Campus/Eletróbrás, 1982.
- [3] GARCIA, A. V., MONTICELLI, A., FRANÇA, A. M., TANAKA, M., MURARI, C. A. F. "*Automatização da Distribuição de Energia Elétrica: Simulação Utilizando Fluxo de Carga Desacoplado Rápido.*" 5º- Congresso de Automática, Campina Grande 1984.
- [4] Departamento Técnico CPFL - Distrito de Itapira DCIT - José Augusto Ribeiro Rondon - comunicação verbal.
- [5] Departamento Técnico CPFL - Distrito de Campinas DCTE - Toziro Chiba e Carlos Alberto Lemos - comunicação verbal.
- [6] Deckmann, S. M. "*Modelo Desacoplado para Calcular Queda de Tensão e Fluxo de Corrente em Redes Reticuladas de Baixa Tensão*" Tese de Mestrado apresentada à UNICAMP em 1976.
- [7] Shirmohammadi, D., Hong, H. W., Semlyen, A., Luo, G. X., "*A Compensation-Based Power Flow Method For Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks*" IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 3, No. 2, May 1988.
- [8] Tinney, W. F. "*Compensation Method For Network Solutions By Optimally Ordered Triangular Factorization*" Proc. of PICA Conference, Boston, Mass., May 24-26, 1971.
- [9] Gross, G., Hong, H.W. "*A Two-Step Compensation Method For Solving Short Circuit Problems*" IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 6 June 1982.
- [10] Shirmohammadi, D., Hong, H. W. "*Reconfiguration Of Electric Distribution Networks For Resistive Line Losses Reduction*" IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 4, No. 2, April 1989.
- [11] Baran, M. E., Wu, F. F. "*Optimal Sizing Of Capacitors Placed On A Radial Distribution System*" IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 4, No. 1, January 1989.

- [12] Baran, M. E., Wu, F. F. "*Network Reconfiguration In Distribution Systems For Loss Reduction And Load Balancing*" IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 4, No. 2, April 1989.
- [13] Jasmon, G. B., Lee, L. H.C.C. "*Stability Of Loadflow Techniques For Distribution System Voltage Stability Analysis*" IEE Proceedings-C, Vol. 138, No. 6, November 1991
- [14] Goswami, S. k., Basu, S. K. "*Direct Solution Of Distribution Systems*" IEE Proceedings-C, Vol. 138, No. 1, January 1991.
- [15] S.K.GOSWAMI, S.K.BASU "*A New Algorithm for the Reconfiguration of Distribution Feeders for Loss Minimizations*" IEEE Transaction on Power Delivery, Vol 7, no. 3, July 1992.
- [16] MONTICELLI, A. "*Fluzo de Carga em Redes de Energia Elétrica.* " São Paulo: Edgard Blucher, 1983.
- [17] DOMMEL, H. W., TINNEY, W. F. "*Optimal Power Flow Solution.* " IEEE Trans. PAS-87 Vol 10. October 1968.
- [18] MONTICELLI, A., GARCIA, A., SAAVEDRA, O. R. "*Fast Decoupled Load Flow: Hypothesis, Derivations, and Testing.* " IEEE Transactions on Power System, v. 5, n.4, p. 1425-1431, November 1990.
- [19] STOTT, B., ALSAÇ, O. "*Fast Decoupled Load Flow.* " IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, V. 93, 859-869, May-June 1974.
- [20] VAN AMERONGEN, R. A. M. "*A General Purpose Version of the Fast Decoupled Load Flow.* " IEEE Transaction on Power Systems, Vol 4, N. 2, 760-770, May 1989.
- [21] SAAVEDRA, O. R. "*Cálculo de Fluxo de Carga Desacoplado: Modelo de Matrizes Constantes Baseado na Filosofia de Acoplamento Implícito* " Tese de Mestrado apresentada à UNICAMP em 1988.
- [22] ZOLLENKOFF, K. "*Bi-Factorisation-Basic Computational Algorithm an Programming Techniques* " REID, J. K. ed. Large Sparse Sets of Linear Equations , New York - Academic Press, 1971.
- [23] ZAGO, M. G. "*Fluzo de Carga Trifásico* " Tese de Mestrado apresentada à UNICAMP em 1992.
- [24] IEEE Distribution Planning Working Group Report "*Radial Distribution Test Feeders.* " IEEE Trans. on Power Systems, Vol 6, N. 3, August 1991.

- [25] PT-122 "*Padronização Técnica*". Norma técnica CPFL.
- [26] STEVENSON Jr., W. D. "*Elementos de Análise de Sistemas de Potência.*" São Paulo: McGraw-Hill, 1974. 327p.
- [27] CLARK, E. "*Circuit Analysis of Power System.*" New York: John Wiley, 1943. V.1.
- [28] Grainger, J.J. e Civanlar, S.; "*Volt/Var Control on Distribution Systems with Lateral Branches Using Shunt Capacitors and Voltage Regulators - Part I: The Overall Problem*"; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 11, Novembro/1985, pp. 3278-3283.
- [29] Gönen, T.; "*Electric Power Distribution System Engineering*", McGraw-Hill Book Company, 1986, pp. 459

Apêndice A

Fluxo de Potência

Este capítulo apresenta uma síntese dos principais métodos de fluxo de potência aplicáveis a redes de energia elétrica em geral.

A determinação das condições de operação estática dos sistemas de energia elétrica é de vital importância. O fluxo de potência determina, em uma rede elétrica, o fluxo de potência nas ligações (linhas e transformadores), as injeções de potência, as magnitudes e os ângulos das tensões nas barras, enfim, seu estado operativo.

Muitos métodos envolvem requisitos de “ software ” e “ hardware ” e dependendo da aplicação podem operar “ on-line ” ou “ off-line ”, com soluções exatas ou aproximadas, com ou sem ajustes de parâmetros, etc.. Os estudos de planejamento a longo prazo não exigem soluções exatas e portanto, muitos resultados são obtidos utilizando-se fluxo de potência DC [16]. A verificação do estado de operação da rede na entrada ou saída de linha, entrada ou saída de carga/geração, não exige ajustes de parâmetros (tap's, p.ex.) durante o processamento, pois o objetivo é rodar o fluxo de potência para aquele estado da rede. O planejamento da operação em estado ótimo [17] exige soluções exatas, pois deseja-se obter parâmetros de ajuste nos tap's, nas tensões de certas barras de geração, etc., que farão o sistema operar em estado ótimo. Por sua vez, a monitoração em tempo real da rede, além de resultados confiáveis, requer alta velocidade de processamento. Enfim, a aplicação de fluxo de potência envolve requisitos e métodos, específicos para cada caso .

A.1 Formulação [16]

A determinação do fluxo de potência passa pela representação da rede em um conjunto de equações e inequações algébricas essencialmente não lineares, onde se fornecem determinadas condições de operação e igual número de incógnitas: ângulo e tensões nas barras de carga (PQ), ângulo e potência reativa nas barras de geração (PV) e potência ativa e reativa na barra de referência ($V\theta$).

Assume-se que o sistema trifásico é equilibrado e pode ser representado por sua rede de seqüência positiva. Outra aproximação importante é o fato

de considerar que as perturbações em um sistema elétrico variam muito lentamente operando em regime permanente senoidal.

Pelas leis de Kirchhoff, deduz-se as equações básicas do fluxo de potência:

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (\text{A.1})$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (\text{A.2})$$

onde:

P_k, Q_k : Injeções líquidas de potência ativa e reativa na barra k, respectivamente.

V_k, V_m : Magnitudes das tensões nas barras k e m.

G_{km}, B_{km} : Condutância e susceptância da matriz admitância, respectivamente.

θ_{km} : Abertura angular entre a barra k e suas vizinhas. ($\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$)

K : Conjunto de todas as barras vizinhas a k, incluindo ela mesma.

(Injeção Líquida = Geração - Carga) .

Nas equações (A.1) e (A.2), os ângulos θ_k e θ_m aparecem sempre na forma $\theta_k - \theta_m$, mostrando que o problema do fluxo de potência é indeterminado em θ , o que torna necessária a adoção de uma referência angular.

A tabela A.1 apresenta quais variáveis são especificadas (esp.) e quais são calculadas (calc.) em função dos tipos de barra.

Tipo	V	θ	P	Q
PQ	calc.	calc.	esp.	esp.
PV	esp.	calc.	esp.	calc.
V θ (Ref.)	esp.	esp.	calc.	calc.

Tabela A.1 - Características das barras

PQ: Barra de carga.

PV: Barra com fontes de reativo.

V θ : Fornece referência angular, permitindo fechar o balanço de potência.

As inequações associadas a cada barra são:

$$PQ : V_k^{min} < V_k < V_k^{max} \quad (A.3)$$

$$PV : Q_k^{min} < Q_k < Q_k^{max} \quad (A.4)$$

As incógnitas (V, θ) aparecem de forma implícita, o que exige um processamento iterativo para sua solução.

Considerando-se as restrições operacionais das barras, nas equações (A.1) e (A.2), a solução é atingida se :

$$| \Delta P_k | = | P_k^{esp} - P_k | \leq \epsilon_p \quad \text{para PV ou PQ} \quad (A.5)$$

$$| \Delta Q_k | = | Q_k^{esp} - Q_k | \leq \epsilon_q \quad \text{para PQ} \quad (A.6)$$

As tolerâncias ϵ_p e ϵ_q são determinadas de acordo com a precisão exigida.

A seguir, apresentam-se de maneira sucinta os métodos de Newton [16] e Desacoplado Rápido [18,19,20], métodos utilizados para a comparação com o método proposto neste trabalho.

A.2 Método de Newton

O método de Newton é uma técnica iterativa para resolver um conjunto com n equações não lineares e n incógnitas.

$$F(x) = \begin{cases} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ \vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \end{cases} \quad (\text{A.7})$$

O objetivo é encontrar um ponto \mathbf{x}^ν tal que $|F(\mathbf{x}^\nu)| \leq \epsilon$, onde ϵ é a tolerância à qual deve convergir a função. O processo iterativo começa quando um ponto \mathbf{x} é convenientemente escolhido: $\mathbf{x} = \mathbf{x}^\nu (\nu = 0)$. A cada passo, $f_i(\mathbf{x})$ é aproximada a seu hiperplano tangente, o que gera nessa vizinhança um problema linearizado e, por Taylor [21]:

$$F(\mathbf{x}^\nu + \Delta\mathbf{x}^\nu) \cong F(\mathbf{x}^\nu) + \frac{\delta F}{\delta \mathbf{x}} \Big|_{\mathbf{x}^\nu} \Delta\mathbf{x}^\nu \quad (\text{A.8})$$

No estudo de redes elétricas define-se:

$$\Delta\mathbf{x}^\nu = \begin{bmatrix} \Delta\theta^\nu \\ \Delta\mathbf{V}^\nu \end{bmatrix} \quad F(\mathbf{x}^\nu) = \begin{bmatrix} \Delta P^\nu \\ \Delta Q^\nu \end{bmatrix} \quad (\text{A.9})$$

$$\frac{\delta F}{\delta \mathbf{x}} \Big|_{\mathbf{x}^\nu} = \mathbf{J}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \frac{\delta \Delta P}{\delta \theta} & \frac{\delta \Delta P}{\delta \mathbf{V}} \\ \frac{\delta \Delta Q}{\delta \theta} & \frac{\delta \Delta Q}{\delta \mathbf{V}} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} \end{bmatrix} \quad (\text{A.10})$$

Então, a solução é obtida impondo-se:

$$F(\mathbf{x}^\nu) + \mathbf{J}(\mathbf{x}^\nu) \cdot \Delta\mathbf{x}^\nu = 0 \quad (\text{A.11})$$

onde \mathbf{J} é a matriz Jacobiana da função multivariável $F(\mathbf{x})$, e $\Delta\mathbf{x}$ é o vetor de correção em torno do ponto de linearização.

\mathbf{J} é altamente esparsa, o que permite uma resolução de (A.11) através de técnicas de esparsidade e fatoração com ordem ótima [22].

Após resolver o sistema (A.11) obtém-se $\Delta\theta$ e $\Delta\mathbf{V}$ e assim podemos determinar os novos valores de: $\mathbf{V}^{\nu+1} = \mathbf{V}^\nu + \Delta\mathbf{V}^\nu$ e $\theta^{\nu+1} = \theta^\nu + \Delta\theta^\nu$ até que o conjunto de equações satisfaça a: $|F(\mathbf{V}, \theta)| \leq \epsilon$.

O método de Newton tem uma convergência com comportamento quadrático. Sua eficiência aumenta na medida em que a estimativa inicial está perto da real, constituindo-se no método mais eficiente em convergência local.

As técnicas de esparsidade e eliminação ordenada [22] são essenciais para se reduzir tempo de execução e economizar memória. Se esses requisitos são satisfeitos então o tempo de computação, a cada iteração, cresce em média com o

número de barras do sistema enquanto que o número de iterações praticamente é invariante com o tamanho do sistema[21]. O grande consumo de tempo se dá a cada iteração, quando a matriz Jacobiana é calculada e invertida.

Em seguida, mostra-se um método que mantém a matriz \mathbf{J} constante e, pelo desacoplamento $P\theta - QV$, utiliza-se apenas parte dela.

A.3 Método Desacoplado Rápido [19]

A idéia do desacoplamento surge das características inerentes a um sistema elétrico operando em regime permanente. Em geral, constata-se uma forte interdependência entre as potências ativas e os ângulos e entre as potências reativas e as magnitudes das tensões nodais. Este fenômeno é conhecido como acoplamento $P-\theta$ e acoplamento $Q-V$, respectivamente. Por outro lado, as sensibilidades potência ativa versus magnitude da tensão e potência reativa versus ângulo são comparativamente pequenas às anteriores. Isto em geral se verifica em redes de extra-alta tensão (maior que 230 kV) e ultra-alta tensão (maior que 750 kV)[20].

Em tais condições, o processo numérico da equação (A.11) está operando com dois conjuntos de equações praticamente independentes. Tem-se então, o desacoplamento do problema original em dois subproblemas, a dizer: o subproblema ativo, que determina o vetor de estado θ e o subproblema reativo, que determina o vetor de estado \mathbf{V} . [19]

A equação (A.11) torna-se :

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta P}{V} \\ \frac{\Delta Q}{V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H}' & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{L}' \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} \quad (\text{A.12})$$

As expressões explícitas das matrizes \mathbf{H}' e \mathbf{L}' são :

$$\mathbf{H}' \begin{cases} H_{km} = V_m(G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \\ H_{kk} = -\frac{Q_k}{V_k} - B_{kk} V_k \end{cases} \quad (\text{A.13})$$

$$\mathbf{L}' \begin{cases} L_{km} = (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \\ L_{kk} = \frac{Q_k}{V_k^2} - B_{kk} \end{cases} \quad (\text{A.14})$$

A divisão pelo vetor tensão reduz o grau de não linearidade da função permitindo obter um número menor de iterações.

Para redes de extra-alta e ultra-alta tensão, as razões R/X das linhas são baixas, como mostra a tabela A.2.

Tensão (kV)	500	440	345	230	138	13.8
R/X	0,056	0,0770	0,100	0,200	0,333	2,000

Tabela A.2 - Relação R/X em Linhas de Transmissão

Para relações (R/X) baixas pode-se assumir $\cos\theta_{km} \approx 1$ e desprezar $G_{km} \sin\theta_{km}$, quando comparado a B_{km} . Se as susceptâncias shunt de um sistema são muito maiores que as reatâncias série; então, $B_{kk}V_k^2$ é muito maior que Q_k [16,19].

Considerando também que as tensões assumem valores próximos a 1,0 p.u., tem-se para as equações (A.13) e (A.14) :

$$\mathbf{H}' \cong \mathbf{B}' \begin{cases} B'_{kk} = -\sum_{k \neq m} \frac{1}{X_{km}} \\ B'_{km} = \frac{1}{X_{km}} \end{cases} \quad (\text{A.15})$$

$$\mathbf{L}' \cong \mathbf{B}'' \begin{cases} B''_{kk} = -B_{kk} \\ B''_{km} = -B_{km} \end{cases} \quad (\text{A.16})$$

A equação (A.12) se transforma em:

$$\frac{\Delta P}{V} = \mathbf{B}' \Delta \theta \quad (\text{A.17})$$

$$\frac{\Delta Q}{V} = \mathbf{B}'' \Delta V \quad (\text{A.18})$$

No tratamento de equivalentes externos, as admitâncias shunt são muito elevadas. Para resolver este problema, multiplicam-se por 2 as susceptâncias shunts da matriz \mathbf{B}'' ; então, por [16]:

$$L'_{kk} \cong B''_{kk} = -\sum_{m \in \Omega_k} b_{km} - 2 \cdot (b_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} b_{km}^{sh}) \quad (\text{A.19})$$

sendo:

Ω_k : conjunto das barras ligadas a k;

b_k^{sh} : susceptância shunt da barra k;

b_{km}^{sh} : susceptância shunt do ramo $k - m$;

b_{km} : susceptância série do ramo $k - m$.

A simetria de suas matrizes permite calcular e armazenar apenas o triângulo superior de fatores, o que é feito no início do processo. As consecutivas soluções (A.17) e (A.18) são obtidas fazendo-se substituição “ forward ” e “ backward ”.

Até o presente momento apresentou-se o desacoplamento P θ -QV como deduzido em [19], fundamentado em características inerentes a determinados sistemas de transmissão de energia elétrica.

A referência [18] traz as justificativas e deduções que compõem a base teórica do desacoplamento P θ -QV.

A.4 Método Desacoplado: Versões BX e XB - [20,18]

Retomando a equação (A.11) do método de Newton:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{A.20})$$

Por combinação linear tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q - \mathbf{MH}^{-1}\Delta P \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ 0 & \mathbf{L} - \mathbf{MH}^{-1}\mathbf{N} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{A.21})$$

da mesma forma pode-se obter:

$$\begin{bmatrix} \Delta P - \mathbf{NL}^{-1}\Delta Q \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} - \mathbf{NL}^{-1}\mathbf{M} & 0 \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{A.22})$$

Note-se que em (A.21) e (A.22) não há aproximações e portanto ambos são equivalentes ao sistema (A.20), mas com a vantagem de se poder resolvê-los de forma desacoplada como descrito a seguir.

se: As funções $\Delta P(\cdot)$ e $\Delta Q(\cdot)$ desenvolvidas em série de Taylor tornam-

$$\Delta P(\mathbf{V} + \mathbf{L}^{-1}\Delta Q, \theta) \cong \Delta P(\mathbf{V}, \theta) - \mathbf{N}\mathbf{L}^{-1}\Delta Q \quad (\text{A.23})$$

$$\Delta Q(\mathbf{V}, \theta + \mathbf{H}^{-1}\Delta P) \cong \Delta Q(\mathbf{V}, \theta) - \mathbf{M}\mathbf{H}^{-1}\Delta P \quad (\text{A.24})$$

Reescrevendo (A.21) e (A.22):

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q(\mathbf{V}, \theta + \mathbf{H}^{-1}\Delta P) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ 0 & \mathbf{L} - \mathbf{M}\mathbf{H}^{-1}\mathbf{N} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{A.25})$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P(\mathbf{V} + \mathbf{L}^{-1}\Delta Q, \theta) \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} - \mathbf{N}\mathbf{L}^{-1}\mathbf{M} & 0 \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{A.26})$$

O sistema (A.25) pode ser resolvido da seguinte forma:

- Calcular uma correção dos ângulos

$$\Delta\theta_H = \mathbf{H}^{-1}\Delta P(\mathbf{V}, \theta) \quad (\text{A.27})$$

- Calcular a correção das tensões

$$\Delta V = (\mathbf{L} - \mathbf{M}\mathbf{H}^{-1}\mathbf{N})^{-1}\Delta Q(\mathbf{V}, \theta + \Delta\theta_H) \quad (\text{A.28})$$

- Obter a correção adicional dos ângulos

$$\Delta\theta_N = -\mathbf{H}^{-1}\mathbf{N}\Delta V \quad (\text{A.29})$$

E assim a correção dos ângulos é dada por:

$$\Delta\theta = \Delta\theta_H + \Delta\theta_N \quad (\text{A.30})$$

Da mesma maneira, o sistema (A.26) é resolvido:

$$\Delta \mathbf{V}_L = \mathbf{L}^{-1} \Delta Q(\mathbf{V}, \theta) \quad (\text{A.31})$$

$$\Delta \theta = (\mathbf{H} - \mathbf{N} \mathbf{L}^{-1} \mathbf{M})^{-1} \Delta P(\mathbf{V} + \Delta \mathbf{V}_L, \theta) \quad (\text{A.32})$$

$$\Delta V_M = -\mathbf{L}^{-1} \mathbf{M} \Delta \theta \quad (\text{A.33})$$

$$\Delta \mathbf{V} = \Delta \mathbf{V}_L + \Delta \mathbf{V}_M \quad (\text{A.34})$$

Porém, há inconvenientes se adotarmos esses procedimentos:

- As correções de \mathbf{V} e θ utilizam dois passos no processo;
- O cálculo de $(\mathbf{L} - \mathbf{M} \mathbf{H}^{-1} \mathbf{N})$ e $(\mathbf{H} - \mathbf{N} \mathbf{L}^{-1} \mathbf{M})$ é trabalhoso;
- Estas matrizes podem ser cheias.

Estes aspectos negativos podem ser evitados inserindo-se outras aproximações:

Seja a ν -ésima iteração do algoritmo:

$$\Delta \theta_H^\nu = \mathbf{H}^{-1} \Delta P(\mathbf{V}^\nu, \theta^\nu) \quad (\text{A.35})$$

$$\theta_{temp}^{\nu+1} = \theta^\nu + \Delta \theta_H^\nu \quad (\text{A.36})$$

$$\Delta V^\nu = (\mathbf{L} - \mathbf{M} \mathbf{H}^{-1} \mathbf{N})^{-1} \Delta Q(\mathbf{V}^\nu, \theta_{temp}^{\nu+1}) \quad (\text{A.37})$$

$$\mathbf{V}^{\nu+1} = \mathbf{V}^\nu + \Delta \mathbf{V}^\nu \quad (\text{A.38})$$

$$\Delta \theta_N^\nu = -\mathbf{H}^{-1} \mathbf{N} \Delta V^\nu \quad (\text{A.39})$$

$$\theta^{\nu+1} = \theta_{temp}^{\nu+1} + \Delta \theta_N^\nu \quad (\text{A.40})$$

O vetor θ_{temp} para a iteração seguinte é dado por:

$$\Delta \theta_H^{\nu+1} = \mathbf{H}^{-1} \Delta P(\mathbf{V}^{\nu+1}, \theta^{\nu+1}) \quad (\text{A.41})$$

$$\theta_{temp}^{\nu+2} = \theta^{\nu+1} + \Delta \theta_H^{\nu+1} \quad (\text{A.42})$$

pela adição das duas correções sucessivas dos ângulos, nós temos:

$$\Delta\theta_V^\nu + \Delta\theta_H^{\nu+1} = \mathbf{H}^{-1}[\Delta P(\mathbf{V}^{\nu+1}, \theta^{\nu+1}) - \mathbf{N}\Delta\mathbf{V}^\nu] \quad (\text{A.43})$$

$$\cong \mathbf{H}^{-1}\Delta P(\mathbf{V}^{\nu+1}, \theta_{temp}^{\nu+1}) \quad (\text{A.44})$$

Isto significa que a correção $\Delta\theta_N$ é automaticamente levada em consideração na iteração seguinte de ΔP .

De forma similar temos:

$$\Delta\mathbf{V} = \Delta\mathbf{V}_L^{\nu+1} + \Delta\mathbf{V}_M^\nu \cong \mathbf{L}^{-1}\Delta Q(\mathbf{V}_{temp}^{\nu+1}, \theta^{\nu+1}) \quad (\text{A.45})$$

Obtenção de $(\mathbf{L} - \mathbf{M}\mathbf{H}^{-1}\mathbf{N})$

Com base nas análises feitas pelos autores em [18] chega-se à seguinte “ lei de formação ” para $\mathbf{L} - \mathbf{M}\mathbf{H}^{-1}\mathbf{N}(\mathbf{L}_{eq})$:

$$\mathbf{L}_{eq} \begin{cases} L_{eq}(k, k) = -2b_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} \frac{1}{x_{km}} \\ L_{eq}(k, m) = -\frac{1}{x_{km}} \end{cases} \quad (\text{A.46})$$

Obtenção de $(\mathbf{H} - \mathbf{N}\mathbf{L}^{-1}\mathbf{M})$

Como apontado em [18], aproximações adicionais são necessárias para se obter uma “ lei de formação ” simplificada para $\mathbf{H} - \mathbf{N}\mathbf{L}^{-1}\mathbf{M}(\mathbf{H}_{eq})$:

- desprezar os shunts;
- assumir taps unitários;
- representar as barras PVs por PQs.

Dessa forma:

$$\mathbf{H}_{eq} \begin{cases} H_{eq}(k, k) = \sum_{m \in \Omega_k} \frac{1}{x_{km}} \\ H_{eq}(k, m) = -\frac{1}{x_{km}} \end{cases} \quad (\text{A.47})$$

Utilizando aqui as nomenclaturas da referência [20], montou-se dois algoritmos: primal e dual, versões BX e XB respectivamente.

A.4.1 Algoritmo Primal - Versão BX

Passos:

i- $\nu \leftarrow 0$

ii- Correção angular

$$\Delta\theta^\nu = [\mathbf{B}']^{-1}\Delta P(\mathbf{V}^\nu, \theta^\nu) \quad (\text{A.48})$$

$$\theta^\nu \leftarrow \theta^\nu + \Delta\theta^\nu \quad (\text{A.49})$$

iii- Correção da magnitude da tensão

$$\Delta V^\nu = [\mathbf{B}']^{-1}\Delta Q(\mathbf{V}^\nu, \theta^\nu) \quad (\text{A.50})$$

$$V^\nu \leftarrow V^\nu + \Delta V^\nu \quad (\text{A.51})$$

iv- $\nu \leftarrow \nu + 1$ e vá ao passo i

onde:

- $\mathbf{B}' \rightarrow$ submatriz Jacobiana \mathbf{H} obtida com $\mathbf{V} = 1$ pu e $\theta = 0^\circ$
- $\mathbf{B}'' \rightarrow$ matriz \mathbf{L}_{eq}

A figura A.1 ilustra o diagrama de blocos da versão BX.

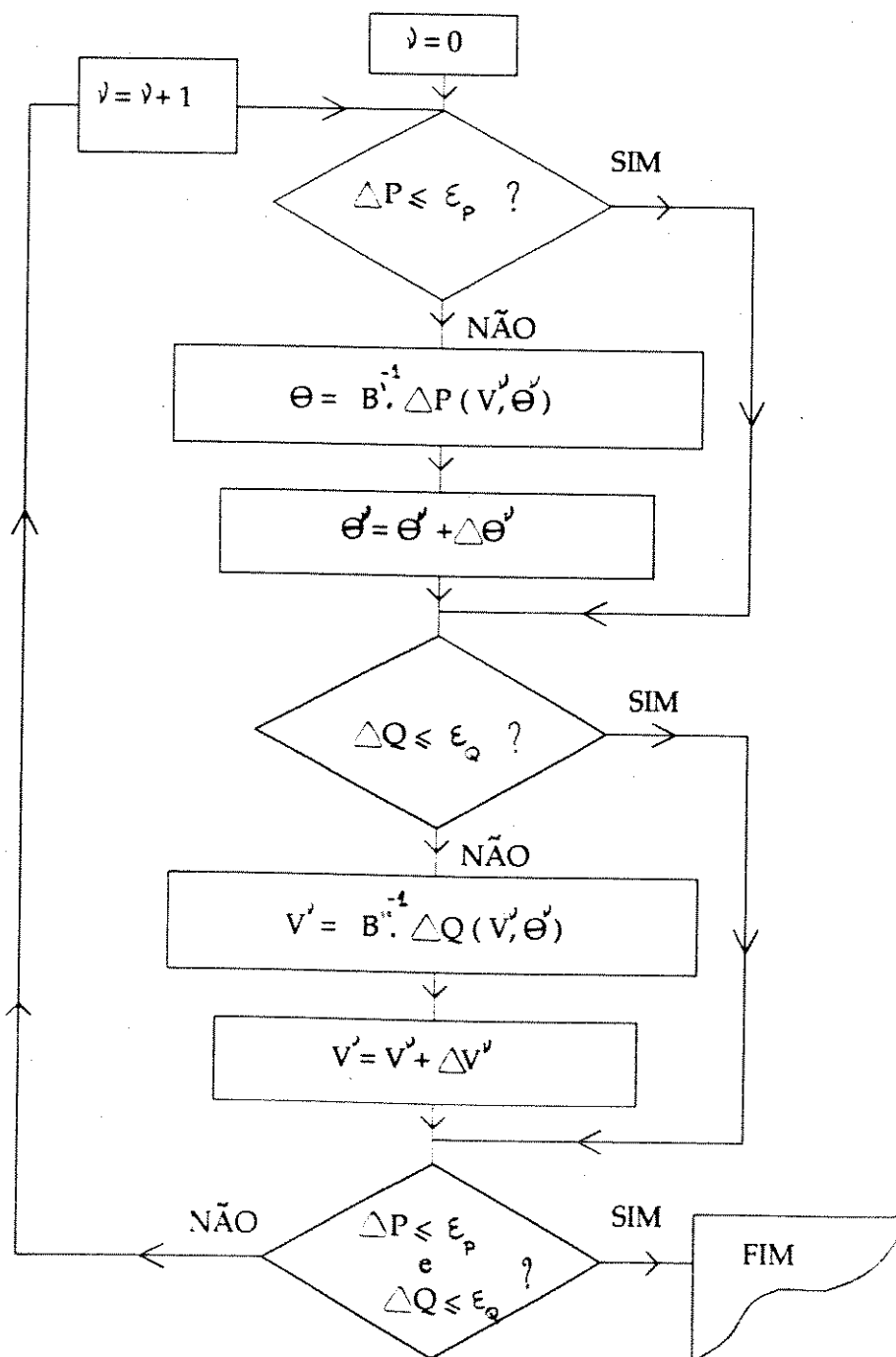


Figura-A.1: Algoritmo versão BX

A.4.2 Algoritmo Dual - Versão XB

Passos:

i- $\nu \leftarrow 0$

ii- Correção da magnitude da tensão

$$\Delta \mathbf{V}^\nu = [\mathbf{B}'']^{-1} \Delta Q(\mathbf{V}^\nu, \theta^\nu) \quad (\text{A.52})$$

$$\mathbf{V}^\nu \leftarrow \mathbf{V}^\nu + \Delta \mathbf{V}^\nu \quad (\text{A.53})$$

iii- Correção angular

$$\Delta \theta^\nu = [\mathbf{B}']^{-1} \Delta P(\mathbf{V}^\nu, \theta^\nu) \quad (\text{A.54})$$

$$\theta^\nu \leftarrow \theta^\nu + \Delta \theta^\nu \quad (\text{A.55})$$

iv- $\nu \leftarrow \nu + 1$ e vá ao passo i

onde:

- \mathbf{B}' → matriz \mathbf{H}_{eq}
- \mathbf{B}'' → submatriz Jacobiana \mathbf{L} para $\mathbf{V} = 1$ pu e $\theta = 0^\circ$

A figura A.2 ilustra o diagrama de blocos da versão XB.

Os métodos desacoplados [18], [19] e [20] encontram problemas de convergência para relações R/X elevadas, características de sistemas de distribuição.

A técnica seguinte, denominada Rotação de Eixos [3], permite a aplicação dos métodos desacoplados nas redes de distribuição, com melhorias na convergência.

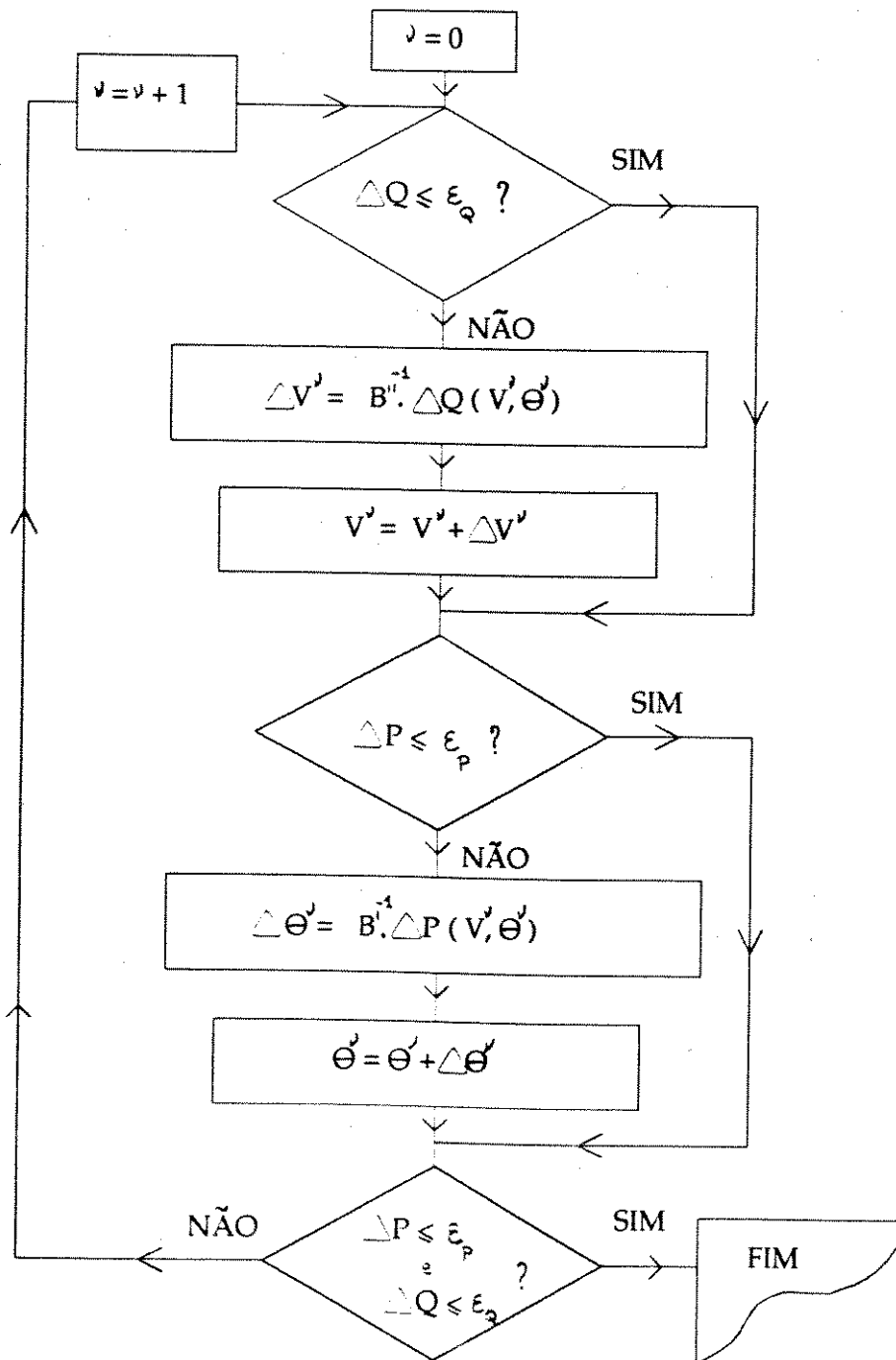


Figura-A.2: Algoritmo versão XB

A.5 Método de Fluxo de Potência Desacoplado com Rotação de Eixos

Esta técnica, que foi denominada “ Rotação de Eixos ” [3], permite que uma rede com relações R/X altas seja “ vista ” pelo programa de fluxo de potência como uma rede de alta tensão.

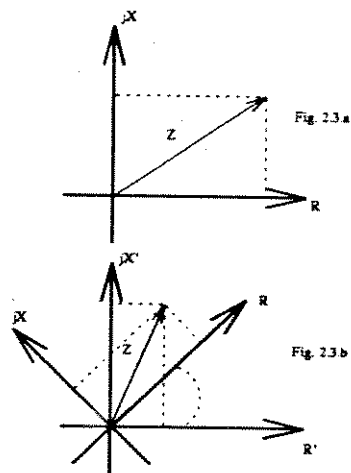


Figura-A.3: Plano real imaginário

A impedância Z , representada no plano real-imaginário pelas componentes R e X (figura-A.3.a), pode ser “ colocada ” num outro plano, cujos eixos estão defasados de um ângulo ϕ em relação aos eixos anteriores (figura-A.3.b)

Analiticamente temos : $Z = R + jX$ e, com a defasagem ϕ

$$Z' = R' + jX' = Z.e^{j\phi} \quad (\text{A.56})$$

Através da escolha de ϕ , conveniente, pode-se obter relações R'/X' desejadas.

Para que as tensões obtidas com a “ nova rede ” sejam as mesmas da rede original, as injeções de potência ativa e reativa devem também ser modificadas.

$$S' = S e^{j\phi} \quad (\text{A.57})$$

Ou seja, se a rotação de eixos for aplicada nas potências complexas (que são especificadas), as tensões complexas com a nova rede serão idênticas às da rede real [3].

Apêndice B

Impedância em Linha Trifásica

Este apêndice tem a finalidade de mostrar o procedimento para a obtenção da impedância Z utilizada nos cálculos de fluxo de carga deste trabalho.

B.1 - Formulação Básica

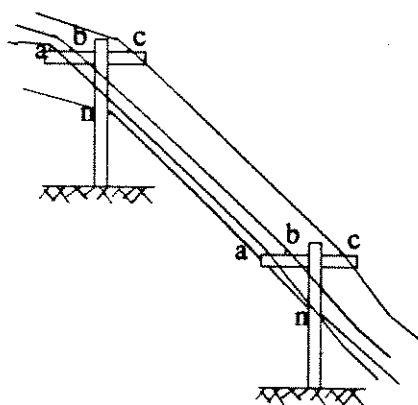


Figura B.1

Os condutores de uma linha de distribuição, figura B.1, são percorridos pelas correntes I_a , I_b , I_c e I_n , das fases a, b e c e do condutor neutro, respectivamente.

O fluxo concatenado é dado por [26] :

$$\begin{bmatrix} \varphi_a \\ \varphi_b \\ \varphi_c \\ \varphi_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} & L_{an} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} & L_{bn} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} & L_{cn} \\ L_{na} & L_{nb} & L_{nc} & L_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix} \quad (\text{B.58})$$

Onde:

$$L_{ii} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{1}{RMG_i} \quad (H/m); i \neq n$$

$$L_{ii} = 2.10^{-7} \cdot \ln \frac{2 \cdot h_i}{R M G_i} (H/m); i = n$$

$$L_{ij} = 2.10^{-7} \cdot \ln \frac{1}{d_{ij}} (H/m); i, j \neq n$$

$$L_{ij} = 2.10^{-7} \cdot \ln \frac{d'_{ij}}{d_{ij}} (H/m); i, j = n$$

h_i = altura do condutor ao solo (metros);

d_{ij} = distância entre os condutores i e j (metros);

d'_{ij} = distância entre condutor e a imagem no solo (metros).

A figura B.2 ilustra a distância entre condutores e imagem, de uma estrutura tipo B1 [25].

A queda de tensão na linha, devido a indutância é:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_F \\ \Delta V_N \end{bmatrix} = j \cdot \omega \cdot \begin{bmatrix} L_{FF} & L_{FN} \\ L_{NF} & L_{NN} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_F \\ I_N \end{bmatrix} \quad (B.59)$$

F = Fase e N = Neutro

Resolvendo o sistema:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_F \end{bmatrix} = j \cdot \omega \cdot (\begin{bmatrix} L_{FF} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_F \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} I_N \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} L_{NF} \end{bmatrix}) \quad (B.60)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta V_N \end{bmatrix} = j \cdot \omega \cdot (\begin{bmatrix} L_{NF} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_F \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} I_N \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} L_{NN} \end{bmatrix}) \quad (B.61)$$

Para condutor neutro aterrado $\Delta V_N \ll \Delta V_F$ e, aproximando-se ΔV_N a zero, temos:

$$\begin{bmatrix} L_{NF} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_F \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} I_N \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} L_{NN} \end{bmatrix} = 0 \quad (B.62)$$

$$\begin{bmatrix} I_N \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} L_{NN} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} L_{NF} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_F \end{bmatrix} \quad (B.63)$$

Então:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_F \end{bmatrix} = j \cdot \omega \cdot (\begin{bmatrix} L_{FF} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_F \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} L_{NN} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} L_{NF} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_F \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} L_{FN} \end{bmatrix})$$

$$\begin{bmatrix} \Delta V_F \end{bmatrix} = j \cdot \omega \cdot \begin{bmatrix} I_F \end{bmatrix}' \cdot (\begin{bmatrix} L_{FF} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} L_{NN} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} L_{NF} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} L_{FN} \end{bmatrix})$$

$$\begin{bmatrix} \Delta V_F \end{bmatrix} = j \cdot \omega \cdot \begin{bmatrix} L \end{bmatrix}' \cdot \begin{bmatrix} I_F \end{bmatrix} \quad (B.64)$$

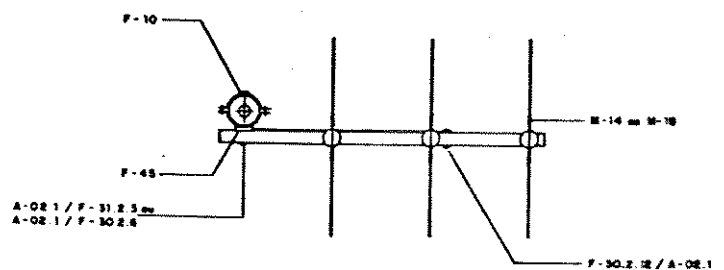
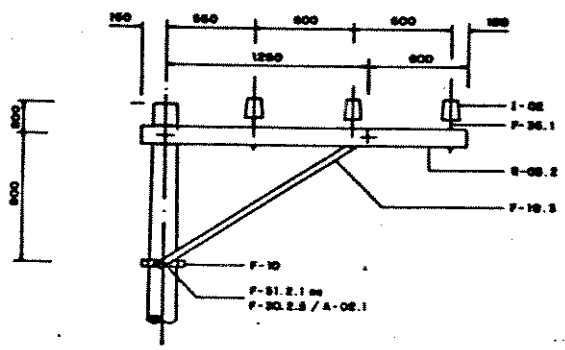
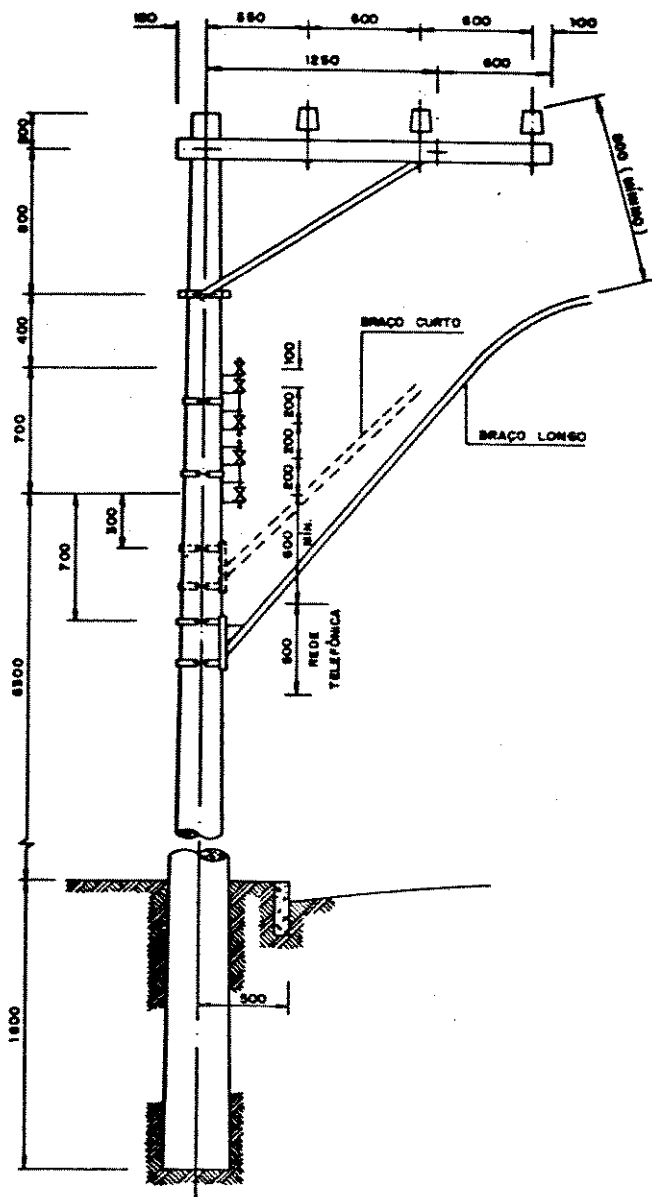


FIGURA B.2 ESTRUTURA B1

CONDUTORES NºAWG/MCM	ÂNGULOS
2 e 1/0	0° e 10°
4/0, 336,4 e 477	0° e 5°

Sendo $[L]'$ a matriz equivalente da linha.

$$[L]' = \begin{bmatrix} (L_{aa} - L_{an} \cdot L_{na}) & (L_{ab} - L_{an} \cdot L_{nb}) & (L_{ac} - L_{an} \cdot L_{nc}) \\ (L_{ba} - L_{bn} \cdot L_{na}) & (L_{bb} - L_{bn} \cdot L_{nb}) & (L_{bc} - L_{bn} \cdot L_{nc}) \\ (L_{ca} - L_{cn} \cdot L_{na}) & (L_{cb} - L_{cn} \cdot L_{nb}) & (L_{cc} - L_{cn} \cdot L_{nc}) \end{bmatrix} \cdot \frac{1}{L_{nn}} \quad (\text{B.65})$$

A matriz $[L]'$, quando multiplicada por $j\omega$, produz a reatância da linha trifásica.

Para obtenção da impedância trifásica, faz-se o mesmo procedimento, com a resistência da linha sendo considerada

B.2 Exemplo numérico

A estrutura utilizada tem a característica da figura B.1 com os seguintes dados:

- Cabo #4AWG, RMG = 0.0013777 m , R = 0.0015845 $\frac{\Omega}{m}$.
- Extensão 125 metros, entre estruturas.
- $d_{ab} = 0.0762$ m , $d_{ac} = 0.1778$ m , $d_{bc} = 0.1016$ m
- $d_{an} = 0.1016$ m , $d_{bn} = 0.0254$ m , $d_{cn} = 0.0762$ m
- Altura média dos condutores: 8.5344 m (fase) e 7.3152 (neutro)

A impedância \mathbf{Z} entre estruturas tem o seguinte valor:

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} (0.19806 \ j0.08882) & (0.00000 \ j0.05100) & (0.00000 \ j0.04302) & (0.00000 \ j0.02417) \\ (0.00000 \ j0.05100) & (0.19806 \ j0.08882) & (0.00000 \ j0.04829) & (0.00000 \ j0.02420) \\ (0.00000 \ j0.04302) & (0.00000 \ j0.04829) & (0.19806 \ j0.08882) & (0.00000 \ j0.02418) \\ (0.00000 \ j0.02417) & (0.00000 \ j0.02420) & (0.00000 \ j0.02418) & (0.19806 \ j0.08882) \end{bmatrix}$$

A matriz equivalente, refletindo o neutro, tem o seguinte resultado:

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} (0.2005 \ j0.0887) & (0.0025 \ j0.0499) & (0.0025 \ j0.0419) \\ (0.0025 \ j0.0499) & (0.2005 \ j0.0887) & (0.0025 \ j0.0472) \\ (0.0025 \ j0.0419) & (0.0025 \ j0.0472) & (0.2005 \ j0.0887) \end{bmatrix}$$

B.3 Considerações

B.3.1 Correntes de Terra

As correntes de terra implicam em perdas que influenciam no cálculo da impedância trifásica. Usando uma série infinita de funções de Bessel, Carson, em 1926, equacionou os parâmetros de correção para o cálculo da impedância. Porém, para linhas de sistemas de distribuição, estes parâmetros podem ser desprezados [27].

B.3.2 Reatância Capacitiva

As linhas de transmissão de longa extensão e alta tensão, apresentam um efeito capacitivo relevante e influenciam diretamente na impedância da linha.

O efeito da capacitância em linhas de sistemas de distribuição não é considerável pois, o nível de tensão é relativamente baixo e a extensão da linha relativamente pequena ($\approx 80\text{Km}$) [26].

Apêndice C

Resultados para o Alimentador ITP0003

Precisão de 0,00001 p.u.

Tensão nos nós						
Barra-ITP3	Fase 1	V =	11,8000	+ j	0,0000 (kV)	V1 = 11,80000 (kV)
	Fase 2	V =	-5,9000	+ j	-10,2191 (kV)	V2 = 11,80000 (kV)
	Fase 3	V =	-5,9000	+ j	10,2191 (kV)	V3 = 11,80000 (kV)
Barra-549	Fase 1	V =	11,7943	+ j	-0,0063 (kV)	V1 = 11,79432 (kV)
	Fase 2	V =	-5,9033	+ j	-10,2116 (kV)	V2 = 11,79517 (kV)
	Fase 3	V =	-5,8927	+ j	10,2193 (kV)	V3 = 11,79654 (kV)
Barra-640	Fase 1	V =	11,7907	+ j	-0,0104 (kV)	V1 = 11,79067 (kV)
	Fase 2	V =	-5,9054	+ j	-10,2068 (kV)	V2 = 11,79206 (kV)
	Fase 3	V =	-5,8880	+ j	10,2195 (kV)	V3 = 11,79433 (kV)
Barra-663	Fase 1	V =	11,7898	+ j	-0,0113 (kV)	V1 = 11,78980 (kV)
	Fase 2	V =	-5,9059	+ j	-10,2057 (kV)	V2 = 11,79132 (kV)
	Fase 3	V =	-5,8868	+ j	10,2195 (kV)	V3 = 11,79381 (kV)
Barra-891	Fase 1	V =	11,7839	+ j	-0,0179 (kV)	V1 = 11,78395 (kV)
	Fase 2	V =	-5,9094	+ j	-10,1979 (kV)	V2 = 11,78634 (kV)
	Fase 3	V =	-5,8793	+ j	10,2199 (kV)	V3 = 11,79037 (kV)
Barra-55	Fase 1	V =	11,7765	+ j	-0,0263 (kV)	V1 = 11,77649 (kV)
	Fase 2	V =	-5,9139	+ j	-10,1879 (kV)	V2 = 11,77999 (kV)
	Fase 3	V =	-5,8697	+ j	10,2204 (kV)	V3 = 11,78600 (kV)
Barra-85	Fase 1	V =	11,7758	+ j	-0,0271 (kV)	V1 = 11,77579 (kV)
	Fase 2	V =	-5,9143	+ j	-10,1870 (kV)	V2 = 11,77939 (kV)
	Fase 3	V =	-5,8688	+ j	10,2204 (kV)	V3 = 11,78558 (kV)
Barra-148	Fase 1	V =	11,7738	+ j	-0,0294 (kV)	V1 = 11,77385 (kV)
	Fase 2	V =	-5,9156	+ j	-10,1843 (kV)	V2 = 11,77773 (kV)
	Fase 3	V =	-5,8663	+ j	10,2207 (kV)	V3 = 11,78452 (kV)
Barra-A..	Fase 1	V =	11,7725	+ j	-0,0309 (kV)	V1 = 11,77254 (kV)
	Fase 2	V =	-5,9164	+ j	-10,1826 (kV)	V2 = 11,77663 (kV)
	Fase 3	V =	-5,8646	+ j	10,2208 (kV)	V3 = 11,78380 (kV)

Tensão nos nós						
Barra-233	Fase 1 V =	11,7725	+ j	-0,0309 (kV)	V1 =	11,77253 (kV)
	Fase 2 V =	-5,9165	+ j	-10,1825 (kV)	V2 =	11,77661 (kV)
	Fase 3 V =	-5,8646	+ j	10,2208 (kV)	V3 =	11,78380 (kV)
Barra-228	Fase 1 V =	11,7722	+ j	-0,0313 (kV)	V1 =	11,77220 (kV)
	Fase 2 V =	-5,9167	+ j	-10,1821 (kV)	V2 =	11,77634 (kV)
	Fase 3 V =	-5,8641	+ j	10,2208 (kV)	V3 =	11,78361 (kV)
Barra-367	Fase 1 V =	11,7692	+ j	-0,0350 (kV)	V1 =	11,76921 (kV)
	Fase 2 V =	-5,9188	+ j	-10,1780 (kV)	V2 =	11,77382 (kV)
	Fase 3 V =	-5,8602	+ j	10,2213 (kV)	V3 =	11,78201 (kV)
Barra-470	Fase 1 V =	11,7680	+ j	-0,0365 (kV)	V1 =	11,76804 (kV)
	Fase 2 V =	-5,9196	+ j	-10,1763 (kV)	V2 =	11,77283 (kV)
	Fase 3 V =	-5,8586	+ j	10,2214 (kV)	V3 =	11,78136 (kV)
Barra-408	Fase 1 V =	11,7668	+ j	-0,0373 (kV)	V1 =	11,76688 (kV)
	Fase 2 V =	-5,9199	+ j	-10,1750 (kV)	V2 =	11,77183 (kV)
	Fase 3 V =	-5,8574	+ j	10,2212 (kV)	V3 =	11,78056 (kV)
Barra-546	Fase 1 V =	11,7667	+ j	-0,0373 (kV)	V1 =	11,76679 (kV)
	Fase 2 V =	-5,9199	+ j	-10,1749 (kV)	V2 =	11,77175 (kV)
	Fase 3 V =	-5,8573	+ j	10,2211 (kV)	V3 =	11,78049 (kV)
Barra-507	Fase 1 V =	11,7655	+ j	-0,0381 (kV)	V1 =	11,76561 (kV)
	Fase 2 V =	-5,9202	+ j	-10,1736 (kV)	V2 =	11,77070 (kV)
	Fase 3 V =	-5,8562	+ j	10,2209 (kV)	V3 =	11,77970 (kV)
Barra-487	Fase 1 V =	11,7651	+ j	-0,0384 (kV)	V1 =	11,76514 (kV)
	Fase 2 V =	-5,9203	+ j	-10,1730 (kV)	V2 =	11,77028 (kV)
	Fase 3 V =	-5,8557	+ j	10,2208 (kV)	V3 =	11,77938 (kV)
Barra-570	Fase 1 V =	11,7649	+ j	-0,0384 (kV)	V1 =	11,76497 (kV)
	Fase 2 V =	-5,9203	+ j	-10,1726 (kV)	V2 =	11,76995 (kV)
	Fase 3 V =	-5,8554	+ j	10,2208 (kV)	V3 =	11,77926 (kV)
Barra-557	Fase 1 V =	11,7618	+ j	-0,0406 (kV)	V1 =	11,76189 (kV)
	Fase 2 V =	-5,9209	+ j	-10,1693 (kV)	V2 =	11,76744 (kV)
	Fase 3 V =	-5,8524	+ j	10,2200 (kV)	V3 =	11,77712 (kV)
Barra-635	Fase 1 V =	11,7587	+ j	0,0427 (kV)	V1 =	11,75880 (kV)
	Fase 2 V =	-5,9215	+ j	-10,1661 (kV)	V2 =	11,76492 (kV)
	Fase 3 V =	-5,8495	+ j	10,2193 (kV)	V3 =	11,77497 (kV)
Barra-B..	Fase 1 V =	11,7572	+ j	-0,0437 (kV)	V1 =	11,75724 (kV)
	Fase 2 V =	-5,9218	+ j	-10,1644 (kV)	V2 =	11,76366 (kV)
	Fase 3 V =	-5,8481	+ j	10,2189 (kV)	V3 =	11,77392 (kV)

Tensão nos nós						
Barra-712	Fase 1 V =	11,7570	+ j	-0,0438 (kV)	V1 =	11,75711 (kV)
	Fase 2 V =	-5,9219	+ j	-10,1643 (kV)	V2 =	11,76357 (kV)
	Fase 3 V =	-5,8480	+ j	10,2189 (kV)	V3 =	11,77386 (kV)
Barra-C..	Fase 1 V =	11,7568	+ j	-0,0440 (kV)	V1 =	11,75684 (kV)
	Fase 2 V =	-5,9220	+ j	-10,1641 (kV)	V2 =	11,76340 (kV)
	Fase 3 V =	-5,8478	+ j	10,2188 (kV)	V3 =	11,77373 (kV)
Barra-D..	Fase 1 V =	11,7565	+ j	-0,0440 (kV)	V1 =	11,75660 (kV)
	Fase 2 V =	-5,9219	+ j	-10,1638 (kV)	V2 =	11,76318 (kV)
	Fase 3 V =	-5,8477	+ j	10,2187 (kV)	V3 =	11,77356 (kV)
Barra-630	Fase 1 V =	11,7567	+ j	-0,0441 (kV)	V1 =	11,75679 (kV)
	Fase 2 V =	-5,9220	+ j	-10,1640 (kV)	V2 =	11,76337 (kV)
	Fase 3 V =	-5,8478	+ j	10,2188 (kV)	V3 =	11,77371 (kV)
Barra-758	Fase 1 V =	11,7528	+ j	-0,0445 (kV)	V1 =	11,75289 (kV)
	Fase 2 V =	-5,9204	+ j	-10,1604 (kV)	V2 =	11,75942 (kV)
	Fase 3 V =	-5,8452	+ j	10,2159 (kV)	V3 =	11,76991 (kV)
Barra-E..	Fase 1 V =	11,7490	+ j	-0,0452 (kV)	V1 =	11,74904 (kV)
	Fase 2 V =	-5,9191	+ j	-10,1569 (kV)	V2 =	11,75573 (kV)
	Fase 3 V =	-5,8427	+ j	10,2133 (kV)	V3 =	11,76639 (kV)
Barra-F..	Fase 1 V =	11,7480	+ j	-0,0454 (kV)	V1 =	11,74810 (kV)
	Fase 2 V =	-5,9188	+ j	-10,1560 (kV)	V2 =	11,75484 (kV)
	Fase 3 V =	-5,8421	+ j	10,2126 (kV)	V3 =	11,76554 (kV)
Barra-744	Fase 1 V =	11,7472	+ j	-0,0455 (kV)	V1 =	11,74728 (kV)
	Fase 2 V =	-5,9185	+ j	-10,1553 (kV)	V2 =	11,75407 (kV)
	Fase 3 V =	-5,8415	+ j	10,2121 (kV)	V3 =	11,76479 (kV)
Barra-769	Fase 1 V =	11,7479	+ j	-0,0454 (kV)	V1 =	11,74803 (kV)
	Fase 2 V =	-5,9188	+ j	-10,1559 (kV)	V2 =	11,75478 (kV)
	Fase 3 V =	-5,8420	+ j	10,2126 (kV)	V3 =	11,76546 (kV)
Barra-975	Fase 1 V =	11,7474	+ j	-0,0454 (kV)	V1 =	11,74754 (kV)
	Fase 2 V =	-5,9185	+ j	-10,1554 (kV)	V2 =	11,75420 (kV)
	Fase 3 V =	-5,8417	+ j	10,2122 (kV)	V3 =	11,76497 (kV)
Barra-47	Fase 1 V =	11,7467	+ j	-0,0455 (kV)	V1 =	11,74682 (kV)
	Fase 2 V =	-5,9182	+ j	-10,1548 (kV)	V2 =	11,75353 (kV)
	Fase 3 V =	-5,8413	+ j	10,2117 (kV)	V3 =	11,76437 (kV)
Barra-996	Fase 1 V =	11,7464	+ j	-0,0456 (kV)	V1 =	11,74653 (kV)
	Fase 2 V =	-5,9182	+ j	-10,1546 (kV)	V2 =	11,75328 (kV)
	Fase 3 V =	-5,8412	+ j	10,2115 (kV)	V3 =	11,76414 (kV)

Fluxo de corrente nas linhas					
Bar-1 a Bar-549	I(1)=	49,9006	+ j	-7,2946 (A)	I1 = 50,4309(A)
	I(2)=	-32,8015	+ j	-41,0636 (A)	I2 = 52,5562(A)
	I(3)=	-18,4152	+ j	46,0565 (A)	I3 = 49,6016(A)
Bar-549 a Bar-640	I(1)=	48,8454	+ j	-7,0798 (A)	I1 = 49,3558(A)
	I(2)=	-32,0879	+ j	-40,2573 (A)	I2 = 51,4809(A)
	I(3)=	-18,0738	+ j	45,0355 (A)	I3 = 48,5269(A)
Bar-640 a Bar-663	I(1)=	48,1640	+ j	-6,9408 (A)	I1 = 48,6615(A)
	I(2)=	-31,6268	+ j	-39,7367 (A)	I2 = 50,7864(A)
	I(3)=	-17,8535	+ j	44,3761 (A)	I3 = 47,8329(A)
Bar-663 a Bar-891	I(1)=	41,9061	+ j	-5,6638 (A)	I1 = 42,2871(A)
	I(2)=	-27,3923	+ j	-34,9565 (A)	I2 = 44,4105(A)
	I(3)=	-15,8313	+ j	38,3201 (A)	I3 = 41,4615(A)
Bar-891 a Bar-55	I(1)=	41,2160	+ j	-5,5226 (A)	I1 = 41,5844(A)
	I(2)=	-26,9251	+ j	-34,4296 (A)	I2 = 43,7076(A)
	I(3)=	-15,6087	+ j	37,6522 (A)	I3 = 40,7593(A)
Bar-55 a Bar-85	I(1)=	39,7521	+ j	-5,2219 (A)	I1 = 40,0936(A)
	I(2)=	-25,8201	+ j	-33,1856 (A)	I2 = 42,0472(A)
	I(3)=	-15,1670	+ j	36,3237 (A)	I3 = 39,3631(A)
Bar-85 a Bar-148	I(1)=	30,4107	+ j	-3,3026 (A)	I1 = 30,5895(A)
	I(2)=	-19,4885	+ j	-26,0583 (A)	I2 = 32,5397(A)
	I(3)=	-12,1614	+ j	27,2816 (A)	I3 = 29,8695(A)
Bar-148 a Bar-A..	I(1)=	30,0779	+ j	-3,2342 (A)	I1 = 30,2513(A)
	I(2)=	-19,1444	+ j	-25,6711 (A)	I2 = 32,0237(A)
	I(3)=	-12,0143	+ j	26,8387 (A)	I3 = 29,4051(A)
Bar-A.. a Bar-233	I(1)=	0,6240	+ j	-0,1284 (A)	I1 = 0,6371 (A)
	I(2)=	-0,5698	+ j	-0,6410 (A)	I2 = 0,8576 (A)
	I(3)=	-0,1925	+ j	0,5799 (A)	I3 = 0,6110 (A)
Bar-A.. a Bar-228	I(1)=	29,4539	+ j	-3,1058 (A)	I1 = 29,6172(A)
	I(2)=	-18,5746	+ j	-25,0302 (A)	I2 = 31,1693(A)
	I(3)=	-11,8217	+ j	26,2588 (A)	I3 = 28,7972(A)
Bar-228 a Bar-367	I(1)=	27,3012	+ j	-2,3919 (A)	I1 = 27,4057(A)
	I(2)=	-16,8803	+ j	-23,5235 (A)	I2 = 28,9534(A)
	I(3)=	-11,3642	+ j	24,0396 (A)	I3 = 26,5904(A)
Bar-367 a Bar-470	I(1)=	26,4867	+ j	-2,1215 (A)	I1 = 26,5715(A)
	I(2)=	-16,0296	+ j	-22,7675 (A)	I2 = 27,8443(A)
	I(3)=	-11,2376	+ j	23,4245 (A)	I3 = 25,9805(A)

Fluxo de corrente nas linhas					
Bar-470 a Bar-408	I(1)=	26,4604	+ j	-10,6190 (A)	I1 = 28,5117(A)
	I(2)=	-23,3718	+ j	-18,4965 (A)	I2 = 29,8054(A)
	I(3)=	-3,8734	+ j	27,6453 (A)	I3 = 27,9154(A)
Bar-408 a Bar-546	I(1)=	1,0162	+ j	-0,3376 (A)	I1 = 1,0708 (A)
	I(2)=	-0,7875	+ j	-0,6995 (A)	I2 = 1,0534 (A)
	I(3)=	-0,2240	+ j	1,0892 (A)	I3 = 1,1120 (A)
Bar-408 a Bar-507	I(1)=	24,4683	+ j	-9,9573 (A)	I1 = 26,4168(A)
	I(2)=	-22,1270	+ j	-17,3908 (A)	I2 = 28,1433(A)
	I(3)=	-3,4870	+ j	25,7662 (A)	I3 = 26,0011(A)
Bar-507 a Bar-487	I(1)=	23,3230	+ j	-9,5767 (A)	I1 = 25,2126(A)
	I(2)=	-21,3338	+ j	-16,6869 (A)	I2 = 27,0847(A)
	I(3)=	-3,2939	+ j	24,8266 (A)	I3 = 25,0441(A)
Bar-487 a Bar-570	I(1)=	1,1212	+ j	-0,3726 (A)	I1 = 1,1815 (A)
	I(2)=	-1,7026	+ j	-1,5119 (A)	I2 = 2,2770 (A)
	I(3)=	-0,3811	+ j	1,8544 (A)	I3 = 1,8932 (A)
Bar-487 a Bar-557	I(1)=	21,2581	+ j	-8,8905 (A)	I1 = 23,0423(A)
	I(2)=	-19,1548	+ j	-14,7519 (A)	I2 = 24,1769(A)
	I(3)=	-2,8102	+ j	22,4732 (A)	I3 = 22,6483(A)
Bar-557 a Bar-635	I(1)=	20,1366	+ j	-8,5176 (A)	I1 = 21,8640(A)
	I(2)=	-17,4516	+ j	-13,2399 (A)	I2 = 21,9055(A)
	I(3)=	-2,4294	+ j	20,6184 (A)	I3 = 20,7611(A)
Bar-635 a Bar-B..	I(1)=	18,2618	+ j	-7,7109 (A)	I1 = 19,8230(A)
	I(2)=	-15,9183	+ j	-12,0968 (A)	I2 = 19,9931(A)
	I(3)=	-2,1693	+ j	18,4086 (A)	I3 = 18,5360(A)
Bar-B.. a Bar-712	I(1)=	6,3774	+ j	-2,4051 (A)	I1 = 6,8159 (A)
	I(2)=	-5,0900	+ j	-4,2988 (A)	I2 = 6,6624 (A)
	I(3)=	-0,8358	+ j	5,1864 (A)	I3 = 5,2533 (A)
Bar-B.. a Bar-758	I(1)=	11,8844	+ j	-5,3058 (A)	I1 = 13,0150(A)
	I(2)=	-10,8283	+ j	-7,7980 (A)	I2 = 13,3440(A)
	I(3)=	-1,3335	+ j	13,2222 (A)	I3 = 13,2893(A)
Bar-712 a Bar-C..	I(1)=	4,3384	+ j	-1,5275 (A)	I1 = 4,5994 (A)
	I(2)=	-3,3929	+ j	-3,0338 (A)	I2 = 4,5514 (A)
	I(3)=	-0,6463	+ j	3,5753 (A)	I3 = 3,6332 (A)
Bar-C.. a Bar-25	I(1)=	2,2095	+ j	-0,8979 (A)	I1 = 2,3850 (A)
	I(2)=	-1,8578	+ j	-1,5764 (A)	I2 = 2,4365 (A)
	I(3)=	-0,2670	+ j	1,9980 (A)	I3 = 2,0157 (A)

Fluxo de corrente nas linhas					
Bar-C.. a Bar-630	I(1)=	2,1288	+ j	-0,6296 (A)	I1 = 2,2200 (A)
	I(2)=	-1,5351	+ j	-1,4574 (A)	I2 = 2,1167 (A)
	I(3)=	-0,3793	+ j	1,5773 (A)	I3 = 1,6223 (A)
Bar-758 a Bar-E..	I(1)=	10,5317	+ j	-4,6833 (A)	I1 = 11,5261(A)
	I(2)=	-9,4468	+ j	-6,8207 (A)	I2 = 11,6518(A)
	I(3)=	-1,1802	+ j	11,5641 (A)	I3 = 11,6241(A)
Bar-E.. a Bar-29	I(1)=	8,2009	+ j	-3,5536 (A)	I1 = 8,9377 (A)
	I(2)=	-7,1606	+ j	-5,3115 (A)	I2 = 8,9155 (A)
	I(3)=	-1,0209	+ j	8,8744 (A)	I3 = 8,9329 (A)
Bar-E.. a Bar-975	I(1)=	2,3308	+ j	-1,1297 (A)	I1 = 2,5902 (A)
	I(2)=	-2,2862	+ j	-1,5092 (A)	I2 = 2,7394 (A)
	I(3)=	-0,1593	+ j	2,6897 (A)	I3 = 2,6944 (A)
Bar-F.. a Bar-744	I(1)=	7,8186	+ j	-3,3666 (A)	I1 = 8,5126 (A)
	I(2)=	-6,8219	+ j	-5,0835 (A)	I2 = 8,5077 (A)
	I(3)=	-0,9912	+ j	8,4419 (A)	I3 = 8,4999 (A)
Bar-F.. a Bar-769	I(1)=	0,3823	+ j	-0,1870 (A)	I1 = 0,4256 (A)
	I(2)=	-0,3387	+ j	-0,2280 (A)	I2 = 0,4083 (A)
	I(3)=	-0,0297	+ j	0,4325 (A)	I3 = 0,4335 (A)
Bar-975 a Bar-47	I(1)=	1,5067	+ j	-0,7035 (A)	I1 = 1,6628 (A)
	I(2)=	-1,3979	+ j	-0,9402 (A)	I2 = 1,6846 (A)
	I(3)=	-0,1072	+ j	1,5604 (A)	I3 = 1,5641 (A)
Bar-47 a Bar-996	I(1)=	0,8566	+ j	-0,3855 (A)	I1 = 0,9394 (A)
	I(2)=	-0,7272	+ j	-0,4891 (A)	I2 = 0,8764 (A)
	I(3)=	-0,0559	+ j	0,8141 (A)	I3 = 0,8160 (A)

Apêndice D

Regulador de Tensão no MICT

Neste apêndice tem-se como objetivo propor um modelo para a simulação de um regulador de tensão no MICT.

Em sistemas de distribuição, dispositivos denominados reguladores de tensão, localizados nas subestações ou ao longo dos alimentadores, têm a função de, automaticamente, manter constante a magnitude da tensão em um determinado ponto do alimentador.

Considerando-se que um regulador de tensão é basicamente um auto-transformador com tap variável [29], ele pode ser representado por [28,16]:

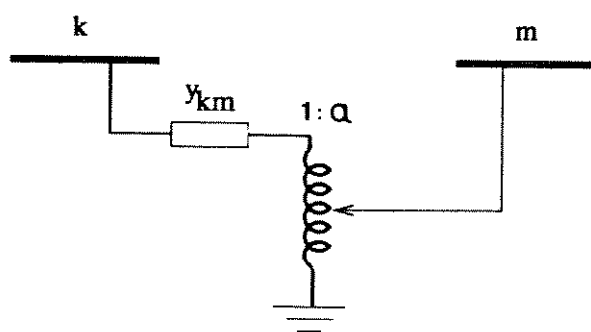


Figura D.1

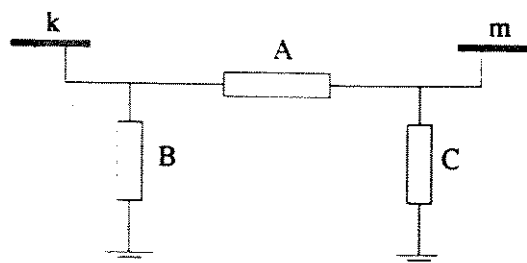


Figura D.2 - Modelo T

onde:

$$A = y_{km}/a;$$

$$B = 1/a(a - 1)y_{km};$$

$$C = 1/a(1/a - 1)y_{km};$$

a = relação de transformação ou tap;

y_{km} = admitância do transformador km .

De acordo com as figuras D.1 e D.2, a matriz admitância de barras Y tem a seguinte formação:

$$Y = \begin{array}{cc} & \begin{array}{c} m \\ k \end{array} \\ \begin{array}{c} m \\ k \end{array} & \begin{bmatrix} y_{km}/a^2 & -y_{km}/a \\ -y_{km}/a & y_{km} \end{bmatrix} \end{array}$$

Comparando-se os elementos desta matriz com os da matriz Y quando não há transformador ($a=1$).

$$Y = \begin{array}{cc} & \begin{array}{c} m \\ k \end{array} \\ \begin{array}{c} m \\ k \end{array} & \begin{bmatrix} y_{km} & -y_{km} \\ -y_{km} & y_{km} \end{bmatrix} \end{array}$$

nota-se, em relação aos elementos da diagonal principal, que somente o elemento m,m é afetado pelo tap, indicando que em alimentadores radiais, o regulador modifica somente as magnitudes das tensões da barra onde se deseja controlar a tensão e das barras posteriores a ela (vide figura D.3); fato também observado em relatórios de medições da CPFL [4].

Inseriu-se no MICT o seguinte procedimento para a simulação do regulador de tensão:

- 1- Determina-se a variação de tensão $\Delta V = V^{esp} - V^{cal}$, na barra de controle;
- 2- Calcula-se o valor do tap $a^v = a^{v-1} - \Delta V$;
- 3- Se $a \leq a^{min}$ então $a = a^{min}$ e se $a \geq a^{max}$ então $a = a^{max}$;
- 4- $V_{barra\ de\ controle}^v = V_{barra\ de\ controle}^{v-1} \cdot \left(\frac{1}{a^v}\right)$.

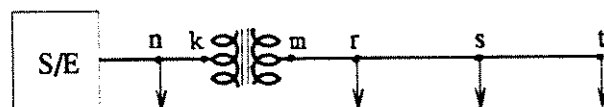


Figura D.3

Os resultados obtidos em uma rede radial (SYS10) com um regulador de tensão, comprovam esta análise.

A tabela D.1 traz o banco de dados SYS10.

Vb(kV)	Sb(kVA)	Nb				
13,8	1400,0	12				
barra	Lseg1	Lseg2	r(Ω)	x(Ω)	P(kW)	Q(kVAr)
0	1	0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	2	12	0,11037	0,14151	1229,0	595,0
2	3	0	1,17728	1,50944	80,0	39,0
3	4	0	1,21407	1,55661	36,0	17,0
4	5	0	0,35318	0,45283	671,0	325,0
5	6	0	0,11124	0,10178	176,0	85,0
6	7	0	0,38934	0,35623	64,0	31,0
7	8	0	0,83430	0,76335	266,0	129,0
8	9	10	0,00000	5,20000	72,0	35,0
9	0	0	0,47827	0,61321	108,0	52,0
10	0	0	2,83581	1,41453	124,0	60,0
12	0	0	2,93893	1,09334	0,0	-100,0

Tabela D.1 - Banco de dados SYS10.

A tabela D.2 traz os resultados do sistema SYS10 sem o regulador de tensão.

A tabela D.3 traz os resultados do sistema SYS10 com o regulador de tensão.

Estes resultados coincidem com os obtidos por um programa de fluxo de carga baseado em método de Newton com controle de tensão via tap variável segundo o modelo da figura D.2.

Barra-0	V = 13.800	j0.000 (kV)	V = 1.00000	p.u.
Barra-1	V = 13.763	j-0.019 (kV)	V = 0.9973	p.u.
Barra-2	V = 13.530	j-0.127 (kV)	V = 0.9805	p.u.
Barra-3	V = 13.301	j-0.234 (kV)	V = 0.9640	p.u.
Barra-4	V = 13.236	j-0.264 (kV)	V = 0.9593	p.u.
Barra-5	V = 13.226	j-0.267 (kV)	V = 0.9586	p.u.
Barra-6	V = 13.199	j-0.274 (kV)	V = 0.9567	p.u.
Barra-7	V = 13.146	j-0.288 (kV)	V = 0.9529	p.u.
Barra-8	V = 13.084	j-0.407 (kV)	V = 0.9486	p.u.
Barra-9	V = 13.078	j-0.410 (kV)	V = 0.9481	p.u.
Barra-10	V = 13.051	j-0.407 (kV)	V = 0.9462	p.u.
Barra-12	V = 13.771	j-0.040 (kV)	V = 0.9979	p.u.

Tabela D.2 - Resultados do sistema SYS10 sem Regulador de Tensão.

Barra-0	V = 13.800	j0.000 (kV)	V = 1.0000	p.u.
Barra-1	V = 13.763	j-0.019 (kV)	V = 0.9973	p.u.
Barra-2	V = 13.530	j-0.127 (kV)	V = 0.9805	p.u.
Barra-3	V = 13.301	j-0.234 (kV)	V = 0.9640	p.u.
Barra-4	V = 13.236	j-0.264 (kV)	V = 0.9593	p.u.
Barra-5	V = 13.226	j-0.267 (kV)	V = 0.9586	p.u.
Barra-6	V = 13.199	j-0.274 (kV)	V = 0.9567	p.u.
Barra-7	V = 13.146	j-0.288 (kV)	V = 0.9529	p.u.
Barra-8	V = 13.793	j-0.429 (kV)	V = 1.0000	p.u.
Barra-9	V = 13.787	j-0.432 (kV)	V = 0.9996	p.u.
Barra-10	V = 13.762	j-0.429 (kV)	V = 0.9977	p.u.
Barra-12	V = 13.771	j-0.040 (kV)	V = 0.9979	p.u.

Tabela D.3 - Resultados do sistema SYS10 com Regulador de Tensão.