

TESE

446

Tese

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

E. F. E. I



MINIMIZAÇÃO DO INVESTIMENTO

EM

FONTES DE REATIVO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

ENGº NATANIEL GOMES DE OLIVEIRA

- 1983 -

CLASS. 621.316.728:621.3.05(043.2)
CUTT. el 48 m
TOMBO 446

C
T

A minha família e em
memória de meu pai

Fico grato ao Professor Doutor Júlio César Tibúrcio e ao Engenheiro Arlei Bichels pela contribuição que deram para a realização deste trabalho, à minha esposa e aos colegas da COPEL, eng^{os} Nelson Luiz Gomez e Carlos Jorge Zimmermann, pelo apoio recebido, e à srta. Gisele Dallagassa Ramos pela datilografia.

RESUMO

Neste trabalho, mostra-se a propriedade da programação linear na minimização de investimentos em fontes de reativo para sistemas elétricos de potência.

O método apresentado incorpora os dispositivos usuais que podem influenciar os módulos das tensões das barras tais como os reguladores de tensão dos geradores e os "taps" dos transformadores com tap variável sob carga. Em adição, franqueia-se a possibilidade de localizar e definir a capacidade das fontes de reativo necessárias em situações de emergência, de modo rápido e aproximado.

As soluções estão confinadas às faixas de tensão de barra e aos limites de carregamento em linhas e transformadores.

Testes feitos em duas das áreas pertinentes a uma das alternativas para a expansão do sistema elétrico de transmissão da COPEL, com cerca de 30 barras cada uma, mostra a praticabilidade do modelo e confirma a sua utilidade.

ABSTRACT

This work presents the utilization of linear programming for investment minimization of reactive compensation in electric power systems.

To maintain the voltages in the system busses between the limits, the method considers voltage regulator of synchronous machines and load tap changers of transformers. The method also calculates the necessary amount of reactive compensation in contingencies, as well as locate, very rapidly, these reactive sources in the system although approximatedly. The busses voltage limits and transmission lines capacities are observed in the calculations.

Tests were made in two areas of C O P E L - Companhia Paranaense de Energia - with about thirty busses each, and showed the usefulness and affectiveness of the method.

ÍNDICE

INTRODUÇÃO -----	01
HISTÓRICO -----	03
CONVENÇÃO DE SIMBOLOS -----	05

CAPÍTULO I

EQUACIONAMENTO DA REDE ELÉTRICA-----	08
I.1 INTRODUÇÃO -----	09
I.2 IDENTIFICAÇÃO DAS VARIÁVEIS -----	10
I.3 AS MATRIZES DE SENSIBILIDADE -----	12
I.4 FORMAÇÃO DOS JACOBIANOS -----	16
I.4.1 EQUAÇÕES DE FLUXO -----	16
I.4.2 TERMOS DO TIPO $\partial f / \partial \delta$ -----	18
I.4.3 TERMOS DO TIPO $\partial f / \partial V$ -----	18
I.4.4 TERMOS DO TIPO $\partial f / \partial P_G$ e $\partial f / \partial Q_G$ -----	19
I.4.5 TERMOS DO TIPO $\partial f / \partial n$ -----	19
I.4.6 TERMOS DO TIPO $\partial f / \partial P_D$ e $\partial f / \partial Q_D$ -----	20
I.4.7 TERMOS DO TIPO $\partial f / \partial B$ -----	21
I.5 APLICAÇÃO DAS VARIÁVEIS -----	22
I.6 PERDA DE UM CIRCUITO -----	26
I.6.1 PRIMEIRO MÉTODO -----	27
I.6.2 SEGUNDO MÉTODO -----	44
I.6.3 CONCLUSÃO -----	53
I.7 VARIAÇÕES DE CARREGAMENTO -----	54
I.8 VARIAÇÃO DAS PERDAS ATIVAS -----	64

CAPÍTULO II

VERIFICAÇÃO DOS MODELOS -----	72
II.1 INTRODUÇÃO -----	73
II.2 CASOS BASE -----	74
II.2.1 ÁREA DE CURITIBA -----	74
II.2.2 ÁREA OESTE -----	83
II.3 TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO -----	92
II.3.1 CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS -----	94
II.4 SITUAÇÃO NORMAL DE OPERAÇÃO -----	104
II.4.1 MINIMIZAÇÃO DA POTÊNCIA REATIVA GLOBAL -----	104
II.4.1.1 ÁREA DE CURITIBA -----	104
II.4.1.2 ÁREA OESTE -----	111
II.4.2 SUB-OTIMIZAÇÃO -----	118
II.4.3 VARIAÇÃO DAS PERDAS ATIVAS -----	122
II.5 SITUAÇÃO DE EMERGÊNCIA -----	123
II.5.1 COMPARAÇÃO DOS DOIS MÉTODOS -----	124
II.5.2 VERIFICAÇÃO DA FORMULAÇÃO PARA O CARREGAMENTO--	140
II.6 CONCLUSÃO -----	151

CAPÍTULO III

MINIMIZAÇÃO DO INVESTIMENTO -----	152
III.1 INTRODUÇÃO -----	153
III.2 PROCESSOS DE MINIMIZAÇÃO DO INVESTIMENTO -----	154
III.2.1 MÉTODO HEURÍSTICO APLICADO À ÁREA OESTE ----	156
III.2.1.1 APRECIÇÃO -----	160
III.2.1.2 PRIMEIRA FASE DO MÉTODO -----	168
III.2.1.3 SEGUNDA FASE DO MÉTODO -----	172
III.2.1.4 RESUMO DAS SOLUÇÕES -----	189
III.2.1.5 AVALIAÇÃO DA SOLUÇÃO -----	191
III.2.2 MÉTODO HEURÍSTICO APLICADO À ÁREA DE CURITIBA-	196
III.3 O MÉTODO HEURÍSTICO PROPOSTO -----	198
III.4 CONCLUSÃO -----	202
CONCLUSÕES -----	203

APÊNDICE	A	-----	205
A.1	CASOS DE EMERGÊNCIA - ÁREA DE CURITIBA	-----	206
A.2	CASOS DE EMERGÊNCIA - ÁREA OESTE	-----	231
APÊNDICE	B	-----	260
B.1	CASOS DE EMERGÊNCIA DISTOANTES - ÁREA OESTE	-----	261
APÊNDICE	C	-----	266
C.1	CASO BASE DA EMERGÊNCIA	-----	267
C.2	LOCAÇÃO DE REATIVO SOBRE O CASO BASE DA EMERGÊNCIA	-----	270
APÊNDICE	D	-----	274
D.1	VARIAÇÃO DE CARREGAMENTO - ÁREA DE CURITIBA	-----	275
D.2	VARIAÇÃO DE CARREGAMENTO - ÁREA OESTE	-----	282
APÊNDICE	E	-----	289
E.1	VARIAÇÃO DE CARREGAMENTO - ÁREA DE CURITIBA	-----	290
E.2	VARIAÇÃO DE CARREGAMENTO - ÁREA OESTE	-----	297
APÊNDICE	F	-----	304
F.1	BANCO DE CAPACITOR DE 1.2MVar - 13.8KV	-----	306
F.2	BANCO DE CAPACITOR DE 2.4MVar - 13.8KV	-----	307
F.3	BANCO DE CAPACITOR DE 4.8MVar - 13.8KV	-----	308
REFERÊNCIAS		-----	309

INTRODUÇÃO

É da competência dos responsáveis pelo planejamento de sistemas elétricos, decidir e justificar os investimentos para a melhoria da qualidade de serviço. Neste intento, surgem tres pontos, quais sejam:

- 1º Conhecimento da qualidade do serviço prestado atualmente.
- 2º Métodos e custos necessários à melhoria da qualidade de serviço.
- 3º Quando e onde providenciar semelhantes melhorias.

Qualidade de serviço para uma empresa de energia elétrica, significa entregar a energia sob forma ininterrupta e na quantidade requerida, com tensão e frequência dentro dos limites toleráveis.

Para melhorar a tensão das barras, existem os geradores e os transformadores com tap variável sob carga os quais possibilitam compensar a queda de tensão no sistema elétrico. Embora haja transformadores e geradores no sistema, estes podem não ser o bastante para produzir um bom perfil de tensão.

Elevar a tensão é possível, colocando-se fontes adicionais de potência reativa que venham a compensar a potência reativa das cargas. A amplitude alcançada na variação da tensão depende da localização e da capacidade das fontes de reativo e estas implicam em custos adicionais. Logo, é importante obter o nível de tensão almejado porém com o mínimo investimento.

Os métodos não lineares de otimização são em princípio os indicados para o caso, dada as características não lineares dos sistemas elétricos de potência. No entanto há uma série de problemas na adoção destas técnicas e a principal está na dificuldade de convergência.

Em simulações sobre sistemas práticos onde as perturbações são pequenas, o uso da matriz de sensibilidade tem permitido a solução através da programação linear com rapidez, confiabilidade, versatilidade e suficiente precisão para muitas situações. Apesar das perturbações aqui tratadas não serem exatamente pequenas, esta foi a opção seguida com uma única linearização por série de Taylor ao redor do ponto de operação de um caso base, exceto em alguns poucos casos de emergência sobre áreas frágeis do sistema elétrico quando então se exige uma linearização ao redor deste estado (emergência). Os resultados obtidos indicam um bom grau de precisão, rapidez e versatilidade, tornando o método conveniente nas aplicações sobre sistemas elétricos de potência.

Minimizar os investimentos em fontes adicionais de reativo com a tensão sendo mantida dentro de limites toleráveis junto ao consumidor é um objetivo. Em contrapartida, o sistema de transmissão pode apresentar valores de tensão aquém do nominal mesmo atendendo este requisito de qualidade junto ao consumidor. Nestas circunstâncias o sistema estaria, provavelmente, operando com uma margem de estabilidade reduzida e com perdas elevadas. Assim sendo, as fontes adicionais de reativo podem ainda ser usadas para melhorar a estabilidade do sistema e reduzir as perdas. O que se propõe, pois, é uma forma simples de avaliação de custos e benefícios. Desta forma, levantando várias alternativas de mínimo custo em fontes adicionais de reativo versus redução nas perdas, é possível concluir até onde é vantajoso investir com o intuito de obter tal redução.

Um outro aspecto que deve ser considerado é o da limitação de carregamento em linhas e transformadores, mormente em situações de emergência. Estes limites são levados em conta na metodologia proposta neste trabalho.

Em suma, minimizar os investimentos em fontes adicionais de reativo é o proposto, porém à luz de outros propósitos que não só o do alcance de limites toleráveis de tensão para o consumidor.

HISTÓRICO

Os pontos abordados nesta dissertação constituem-se em uma extensão de outro trabalho que teve o mesmo enfoque básico, qual seja: a minimização das fontes de reativo. No entanto, este outro trabalho foi desenvolvido internamente à COPEL através de dois dos seus engenheiros, o Eng.º Arlei Bichels e o autor desta matéria. Na ocasião estudou-se a viabilidade da proposta contida na referência [3], cuja principal característica está na forma como considera duas das variáveis que podem influenciar a tensão nas barras: a tensão de referência dos geradores e o tap dos transformadores. Ao cabo desta tarefa foi possível minimizar a potência reativa global fornecida pelas fontes para um só estado [4]. Na oportunidade algumas ponderações foram feitas:

- a necessidade de minimizar o investimento em fontes de reativo ao invés do total de reativo que poderia ser utilizado;
- o fato de que algumas fontes de reativo operam com valores discretos e não contínuos de potência, quais sejam os bancos de capacitores e reatores;
- a necessidade em se considerar vários estados simultaneamente (normal, emergência, cargas, etc);
- a de se permitir a regionalização do controle das perdas;
- a de se poder exercer a monitoração sobre o carregamento em linhas e transformadores;

Dentro deste propósito é que se desenvolveu este trabalho de dissertação. Como não se contava na época com material que cobrisse estes vários pontos dentro de uma linha específica, qual seja a do emprego das matrizes de sensibilidade, é que esta matéria acabou tomando uma forma menos usual.

Propostas de formulações linearizadas foram elaboradas inicialmente, sem a certeza da sua viabilidade. Uma vez pesados prós e contras, verificou-se a exatidão dos valores previstos por meio dos equacionamentos apriorísticos. Alguns, no início, mostraram-se inadequados para o fim a que se propunham. Contudo, aplicando-os no momento certo ou então vistos sob um prisma mais amplo, tornaram-se propícios. Dentro desta filosofia evoluiu este estudo.

CONVENÇÃO DE SIMBOLOS

A seguinte convenção foi adotada:

 : a sublinha em uma letra assinala uma matriz ou vetor (A)

$\overset{\circ}{}$: o sobre-índice " o " em uma letra, indica fasor ($\overset{\circ}{V}$)

φ : o sobre-índice " φ " no canto direito de uma variável refere-se ao seu valor em um ponto de operação já conhecido ($x_1 \varphi$)

* : o sobre-índice " * " em um fasor indica o seu conjugado ($\overset{\circ}{V}^*$)

Δ : o simbolo " Δ " posto antes de uma variável indica variação ou incremento no seu valor

. : o simbolo " . " posto em um número está a indicar a separação entre a componente inteira e a fracionária (1.050)

$^{-1}$: o sobre-índice " -1 " no canto direito de uma matriz, indica a sua inversa ($\underline{A}^{-1}$)

$\dot{I}_k$: fasor da corrente líquida injetada na barra k (em pu)

$\dot{V}_k$: fasor da tensão na barra k (em pu)

δ_k : ângulo de fase da tensão na barra k (em radianos)

V_k : módulo da tensão na barra k (em pu)

$\dot{S}_k$: fasor da potência aparente líquida injetada na barra k (em pu)

P_k : potência ativa líquida injetada na barra k (em pu)

Q_k : potência reativa líquida injetada na barra k (em pu)

- $S_{u(2i-1)}$: linha de número ímpar $(2i-1)$ da matriz de sensibilidade do estado com relação às variáveis de controle
- $S_u(2i)$: linha de número par $(2i)$ da matriz de sensibilidade do estado com relação às variáveis de controle
- $S_{p(2i-1)}$: linha de número ímpar $(2i-1)$ da matriz de sensibilidade do estado com relação às variáveis de distúrbio
- $S_p(2i)$: linha de número par $(2i)$ da matriz de sensibilidade do estado com relação às variáveis de distúrbio
- P_{GK} : potência ativa gerada na barra k (em pu)
- Q_{GK} : potência reativa gerada na barra k (em pu)
- P_{DK} : potência ativa absorvida pela carga na barra k (em pu)
- Q_{DK} : potência reativa absorvida pela carga na barra k (em pu)
- P_{km} : fluxo de potência ativa saindo da barra k para a barra m (em pu)
- Q_{km} : fluxo de potência reativa saindo da barra k para a barra m (em pu)
- $\dot{Y}_{km}$: elemento da matriz de admitância do sistema elétrico associado ao circuito compreendido entre as barras k e m (em pu)
- G_{km} : condutância de $\dot{Y}_{km}$ (em pu)
- B_{km} : susceptância de $\dot{Y}_{km}$ (em pu)
- B_k : susceptância da fonte de reativo na barra k passível de ser locado (em pu)

- B_{kk} : susceptância do elemento da diagonal da matriz de admitância associada à barra k (em pu)
- B'_{km} : metade da susceptância capacitiva da linha compreendida entre as barras terminais k e m.
- n : tap do transformador (em pu)
- N : número de barras

CAPÍTULO I

I.1 INTRODUÇÃO

São propostos neste capítulo métodos linearizados para a resolução da rede elétrica.

As relações entre as variáveis, a partir de um caso base dito "normal", são estabelecidas. Ao mesmo tempo, são desenvolvidos métodos alternativos que retratam situações de "emergência" responsáveis por alterações na configuração, como a perda de linhas ou transformadores.

Estes métodos permitem, no caso de operação normal:

- Computar a variação na perda ativa de um estado qualquer do sistema, com relação ao caso base.
- Exercer o controle da tensão, carregamento e intercâmbio por meio não só da instalação de fontes de reativo, como através do uso de dispositivos indicados para semelhante fim e já existentes no sistema, como os transformadores com tap variável sob carga, os reguladores de tensão dos geradores e redespacho da geração de potência ativa.

Em situações de "emergência", permite-se:

- Exercer o controle da tensão, do carregamento e do intercâmbio, através das fontes de reativo, transformadores com tap variável sob carga, reguladores de tensão, redespacho da geração de potência ativa e por meio de cortes de carga.

I.2 IDENTIFICAÇÃO DAS VARIÁVEIS

No conteúdo deste tópico, que aborda o desenvolvimento do modelo matemático da rede elétrica, as variáveis estarão classificadas em tres grupos, quais sejam:

- 1º GRUPO - Compreende as variáveis de estado e que doravante serão reconhecidas como vetor X.
- 2º GRUPO - Abrange as variáveis de controle designadas pelo vetor U:
- 3º GRUPO - Inclui as variáveis de distúrbio referidas pelo vetor P.

As variáveis de estado também conhecidas como variáveis dependentes, usualmente referem-se àquelas que pretende-se controlar. Nesta abordagem específica, pertencerão a este grupo as seguintes variáveis:

- Os módulos das tensões de todas as barras com exceção da de balanço;
- Os ângulos das tensões de todas as barras com exceção da de balanço;
- A potência ativa gerada na barra de balanço;
- A potência reativa gerada na barra de balanço;

As variáveis de controle ou operacionais, por sua vez, são as que permitem controlar as variáveis de estado procurando enquadrar o sistema elétrico dentro de faixas adequadas à operação. A este grupo pertencerão as seguintes variáveis:

- Os "tap" dos transformadores que permitem a comutação destes sob carga;
- As potências reativas injetadas pelas fontes de reativo passíveis de locação, que serão representadas pela sua susceptância (B)

- As potências reativas geradas nas barras;
- As potências ativas geradas nas barras.

As variáveis de distúrbio englobam as restantes quais sejam:

- As potências ativas e reativas solicitadas pelas cargas;
- As potências ativas e reativas injetadas ou retiradas nas barras, decorrentes e necessárias aos processos de simulação de emergências.

O usual é considerar os módulos das tensões nas barras de geração como sendo variáveis de controle. No entanto aqui foram classificadas como variáveis de estado com o fim de tornar a matriz de coeficientes destas variáveis quadrada, já que as colunas de sua inversa far-se-ão necessárias conforme será visto mais adiante.

I.3 AS MATRIZES DE SENSIBILIDADE

Para um sistema elétrico com N barras, tem-se 2N equações algébricas reais que podem ser representadas de modo sucinto pela seguinte equação vetorial:

$$F(\underline{X}, \underline{U}, \underline{P}) = 0 \quad (I.1)$$

Para determinar a sensibilidade do sistema a pequenas alterações nas variáveis de controle e de distúrbio, supõe-se que estas venham a ocorrer em torno de um ponto de operação aqui referido pelo sobre-índice "0". Considerando a equação (I.1) em termos do acréscimo $\underline{\Delta X}$, $\underline{\Delta U}$ e $\underline{\Delta P}$, resulta:

$$F(\underline{X}^0 + \underline{\Delta X}, \underline{U}^0 + \underline{\Delta U}, \underline{P}^0 + \underline{\Delta P}) = 0 \quad (I.2)$$

Reescrevendo as equações (I.1) e (I.2) na forma de suas componentes, tem-se:

$$f_i(x_1^0, x_2^0, \dots, u_1^0, u_2^0, \dots, p_1^0, p_2^0, \dots) = 0 \quad (I.3)$$

$$f_i(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_2, \dots, u_1^0 + \Delta u_1, u_2^0 + \Delta u_2, \dots, p_1^0 + \Delta p_1, p_2^0 + \Delta p_2, \dots) = 0 \quad (I.4)$$

para $i = 1, \dots, 2N$

Expandindo a equação (I.4) por meio da série de Taylor no entorno do ponto de operação, vem:

$$\begin{aligned} & f_i(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_2, \dots, u_1^0 + \Delta u_1, u_2^0 + \Delta u_2, \dots, p_1^0 + \Delta p_1, p_2^0 + \Delta p_2, \dots) = \\ & f_i(x_1^0, x_2^0, \dots, u_1^0, u_2^0, \dots, p_1^0, p_2^0, \dots) + \\ & \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \frac{\partial f_i}{\partial x_2} \Delta x_2 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \frac{\partial f_i}{\partial u_2} \Delta u_2 + \end{aligned}$$

$$\dots + \frac{\partial f_i}{\partial p_1} \Delta p_1 + \frac{\partial f_i}{\partial p_2} \Delta p_2 + \dots + \text{termos de ordem superior}$$

a um

(I.5)

para $i = 1, \dots, 2N$

Desprezando os termos de ordem superior a um e tendo em vista as equações (I.3) e (I.4), podemos reescrever a equação (I.5) tal como abaixo:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \cdot \Delta x_1 + \frac{\partial f_i}{\partial x_2} \cdot \Delta x_2 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \cdot \Delta u_1 + \frac{\partial f_i}{\partial u_2} \cdot \Delta u_2 + \dots \\ & + \frac{\partial f_i}{\partial p_1} \cdot \Delta p_1 + \frac{\partial f_i}{\partial p_2} \cdot \Delta p_2 + \dots = 0 \quad (\text{I.6}) \end{aligned}$$

para $i = 1, \dots, 2N$

A equação (I.6) representa aproximadamente a expansão das $2N$ equações de (I.2) em equações lineares uma vez que as derivadas parciais são calculadas para o ponto de operação aqui referido pelo sobre-índice " ϕ ". Escrevendo estas $2N$ equações lineares na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_{2N}} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_{2N}}{\partial x_1} & \frac{\partial f_{2N}}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_{2N}}{\partial x_{2N}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_{2N} \end{bmatrix} +$$

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \frac{\partial f_1}{\partial u_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_{2N}}{\partial u_1} & \frac{\partial f_{2N}}{\partial u_2} & \dots & \frac{\partial f_{2N}}{\partial u_m} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta u_1 \\ \Delta u_2 \\ \vdots \\ \Delta u_m \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial p_1} & \frac{\partial f_1}{\partial p_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial p_\ell} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_{2N}}{\partial p_1} & \frac{\partial f_{2N}}{\partial p_2} & \dots & \frac{\partial f_{2N}}{\partial p_\ell} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta p_1 \\ \Delta p_2 \\ \vdots \\ \Delta p_\ell \end{bmatrix} = 0 \quad (I.7)$$

As matrizes de coeficientes dos vetores $\underline{\Delta X}$, $\underline{\Delta U}$ e $\underline{\Delta P}$ são denominadas Jacobianos que passaremos a simbolizar por $\underline{J_x}$, $\underline{J_u}$ e $\underline{J_p}$ respectivamente. Assim:

$$\underline{J_x} \cdot \underline{\Delta X} + \underline{J_u} \cdot \underline{\Delta U} + \underline{J_p} \cdot \underline{\Delta P} = 0 \quad (I.8)$$

Premultiplicando pela matriz inversa de $\underline{J_x}$ ($\underline{J_x}^{-1}$), tem-se:

$$\underline{\Delta X} = - \underline{J_x}^{-1} \cdot \underline{J_u} \cdot \underline{\Delta U} - \underline{J_x}^{-1} \cdot \underline{J_p} \cdot \underline{\Delta P} \quad (I.9)$$

Denominando $\underline{S}_u$ e $\underline{S}_p$ como matrizes de sensibilidade do estado com relação às variáveis de controle e de distúrbio, respectivamente, e que obedecem às seguintes relações:

$$\underline{S}_u = - \underline{J}_x^{-1} \cdot \underline{J}_u$$

$$\underline{S}_p = - \underline{J}_x^{-1} \cdot \underline{J}_p$$

vem:

$$\underline{\Delta X} = \underline{S}_u \cdot \underline{\Delta U} + \underline{S}_p \cdot \underline{\Delta P} \quad (I.10)$$

Logo, as matrizes de sensibilidade $\underline{S}_u$ e $\underline{S}_p$ permitem determinar os incrementos que sofrerão as variáveis de estado devidos a pequenas alterações nas variáveis de controle e de distúrbio ao redor de um certo ponto de operação.

I.4 FORMAÇÃO DOS JACOBIANOS

Os jacobianos são formados pelas derivadas parciais das funções f_i com relação às variáveis de estado, de controle e de distúrbio. Para tanto, necessitamos das expressões de f_i que tem origem nas equações de fluxo.

I.4.1 Equações de fluxo

A expressão da corrente líquida injetada (em pu) em uma barra k é:

$$\dot{I}_k = \sum_{m=1}^N \dot{Y}_{km} \dot{V}_m \quad (\text{I.11})$$

onde: $\dot{Y}_{km}$ - Elemento da matriz de admitâncias do sistema indicando a ligação entre as barras k e m (em pu)

$\dot{V}_m$ - Fasor da tensão na barra m (em pu)

A expressão da potência líquida injetada (em pu) em uma barra k é:

$$\dot{S}_k = P_k + jQ_k = \dot{V}_k \cdot \dot{I}_k^*$$

ou ainda substituindo $\dot{I}_k$ pela equação (I.11):

$$\dot{S}_k = \dot{V}_k \sum_{m=1}^N \dot{Y}_{km}^* \dot{V}_m^* \quad (\text{I.12})$$

Usando a forma retangular para $\dot{Y}_{km}$ e a polar para $\dot{V}_k$ e para $\dot{V}_m$, tem-se:

$$\dot{Y}_{km} = G_{km} + jB_{km} \quad \dot{Y}_{km}^* = G_{km} - jB_{km} \quad (\text{I.13})$$

$$\dot{V}_k = V_k e^{j\delta_k} \quad \dot{V}_k^* = V_k e^{-j\delta_k} \quad (\text{I.14})$$

$$\dot{V}_m = V_m e^{j\delta_m} \quad \dot{V}_m^* = V_m e^{-j\delta_m} \quad (\text{I.15})$$

Substituindo as equações (I.13), (I.14) e (I.15) em (I.12), obtem-se a seguinte equação após algumas manipulações algébricas :

$$P_k + jQ_k = \sum_{m=1}^N V_k \cdot V_m \left[G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + B_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) \right] + j \sum_{m=1}^N V_k \cdot V_m \left[G_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) - B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) \right] \quad (I.16)$$

Assim sendo, é possível escrever duas equações reais que definem as expressões das funções fi com base no balanço de potência ativa e reativa nas barras. Além do que, podemos expressar P_k e Q_k como a diferença entre a potência gerada e a consumida na barra, ou seja:

$$P_k = P_{Gk} - P_{Dk} \quad (I.17)$$

$$Q_k = Q_{Gk} - Q_{Dk} \quad (I.18)$$

Portanto, tem-se:

$$f_{2k-1} = P_{Dk} - P_{Gk} + \sum_{m=1}^N V_k V_m \left[G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + B_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) \right] = 0 \quad (I.19)$$

$$f_{2k} = Q_{Dk} - Q_{Gk} + \sum_{m=1}^N V_k V_m \left[G_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) - B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) \right] = 0 \quad (I.20)$$

para $k = 1, 2, \dots, N$

I.4.2 Termos do tipo $\partial f / \partial \delta$

De acordo com a referência [2]

para $m \neq k$

$$\frac{\partial f_{2k-1}}{\partial \delta_m} = V_k \cdot V_m \left[G_{km} \sin (\delta_k - \delta_m) - B_{km} \cos (\delta_k - \delta_m) \right] \quad (I.21)$$

$$\frac{\partial f_{2k}}{\partial \delta_m} = - V_k \cdot V_m \left[G_{km} \cos (\delta_k - \delta_m) + B_{km} \sin (\delta_k - \delta_m) \right] \quad (I.22)$$

para $m=k$

$$\frac{\partial f_{2k-1}}{\partial \delta_k} = Q_{Dk} - Q_{Gk} - B_{kk} \cdot V_k^2 \quad (I.23)$$

$$\frac{\partial f_{2k}}{\partial \delta_k} = P_{Gk} - P_{Dk} - G_{kk} \cdot V_k^2 \quad (I.24)$$

I.4.3 Termos do tipo $\partial f / \partial V$

De acordo com a referência [2]

para $m \neq k$

$$\frac{\partial f_{2k-1}}{\partial V_m} = V_k \left[G_{km} \cdot \cos (\delta_k - \delta_m) + B_{km} \sin (\delta_k - \delta_m) \right] \quad (I.25)$$

$$\frac{\partial f_{2k}}{\partial V_m} = V_k \left[G_{km} \sin (\delta_k - \delta_m) - B_{km} \cos (\delta_k - \delta_m) \right] \quad (I.26)$$

para $m = k$

$$\frac{\partial f_{2k-1}}{\partial V_k} = \frac{P_{Gk} - P_{Dk}}{V_k} + G_{kk} \cdot V_k \quad (I.27)$$

$$\frac{\partial f_{2k}}{\partial V_k} = \frac{Q_{Gk} - Q_{Dk}}{V_k} - B_{kk} \cdot V_k \quad (I.28)$$

I.4.4 Termos do tipo $\partial f / \partial P_G$ e $\partial f / \partial Q_G$

De acordo com a referência [2]

para $m \neq k$

$$\frac{\partial f_{2k-1}}{\partial P_{Gm}} = 0 \quad \frac{\partial f_{2k-1}}{\partial Q_{Gm}} = 0 \quad (I.29)$$

$$\frac{\partial f_{2k}}{\partial P_{Gm}} = 0 \quad \frac{\partial f_{2k}}{\partial Q_{Gm}} = 0 \quad (I.30)$$

para $m = k$

$$\frac{\partial f_{2k-1}}{\partial P_{Gk}} = -1 \quad \frac{\partial f_{2k-1}}{\partial Q_{Gk}} = 0 \quad (I.31)$$

$$\frac{\partial f_{2k}}{\partial P_{Gk}} = 0 \quad \frac{\partial f_{2k}}{\partial Q_{Gk}} = -1 \quad (I.32)$$

I.4.5 Termos do tipo $\partial f / \partial n$

A representação usual de um transformador é a seguinte:

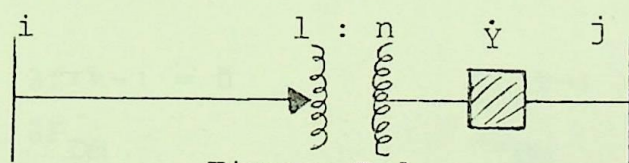


Figura I.1

cujo equivalente é dado por:

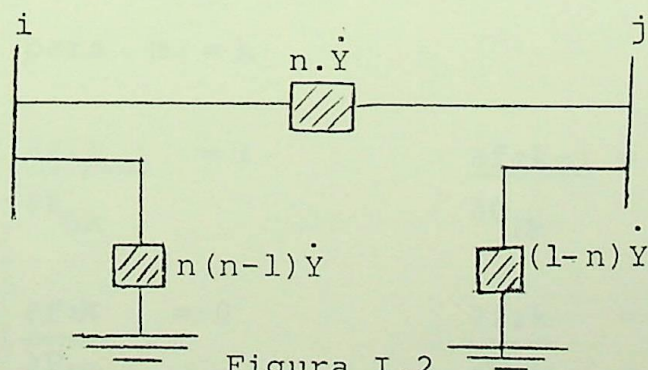


Figura I.2

onde:

$$Y_{ij} = G_{ij} + j B_{ij} = -n.Y \quad (I.33)$$

Pela referência [2] , se tem:

$$\frac{\partial f_{2i-1}}{\partial n} = V_i \cdot V_j \left[\frac{G_{ij}}{n} \cos (\delta_i - \delta_j) + \frac{B_{ij}}{n} \sin (\delta_i - \delta_j) \right] - 2V_i^2 G_{ij} \quad (I.34)$$

$$\frac{\partial f_{2i}}{\partial n} = V_i \cdot V_j \left[\frac{G_{ij}}{n} \sin (\delta_i - \delta_j) - \frac{B_{ij}}{n} \cos (\delta_i - \delta_j) \right] + 2V_i^2 B_{ij} \quad (I.35)$$

$$\frac{\partial f_{2j-1}}{\partial n} = V_i \cdot V_j \left[\frac{G_{ij}}{n} \cos (\delta_i - \delta_j) - \frac{B_{ij}}{n} \sin (\delta_i - \delta_j) \right] \quad (I.36)$$

$$\frac{\partial f_{2j}}{\partial n} = V_i \cdot V_j \left[-\frac{G_{ij}}{n} \sin (\delta_i - \delta_j) - \frac{B_{ij}}{n} \cos (\delta_i - \delta_j) \right] \quad (I.37)$$

em que as demais $\partial f_{2k-1}/\partial n$ e $\partial f_{2k}/\partial n$ para $k \neq i, j$ são nulos

I.4.6 Termos do tipo $\partial f/\partial P_D$ e $\partial f/\partial Q_D$

De acordo com a referência [2]

para $m \neq k$

$$\frac{\partial f_{2k-1}}{\partial P_{Dm}} = 0 \quad \frac{\partial f_{2k-1}}{\partial Q_{Dm}} = 0 \quad (I.38)$$

$$\frac{\partial f_{2k}}{\partial P_{Dm}} = 0 \quad \frac{\partial f_{2k}}{\partial Q_{Dm}} = 0 \quad (I.39)$$

para $m = k$

$$\frac{\partial f_{2k-1}}{\partial P_{Dk}} = 1 \quad \frac{\partial f_{2k-1}}{\partial Q_{Dk}} = 0 \quad (I.40)$$

$$\frac{\partial f_{2k}}{\partial P_{Dk}} = 0 \quad \frac{\partial f_{2k}}{\partial Q_{Dk}} = 1 \quad (I.41)$$

I.4.7 Termos do tipo $\partial f / \partial B$

Uma fonte de reativo passível de locação pode ser representada pela sua susceptância. Dependendo do comportamento da fonte em um certo instante, como capacitor ou como indutor, a susceptância será positiva ou negativa, respectivamente. A figura abaixo ilustra estas situações:

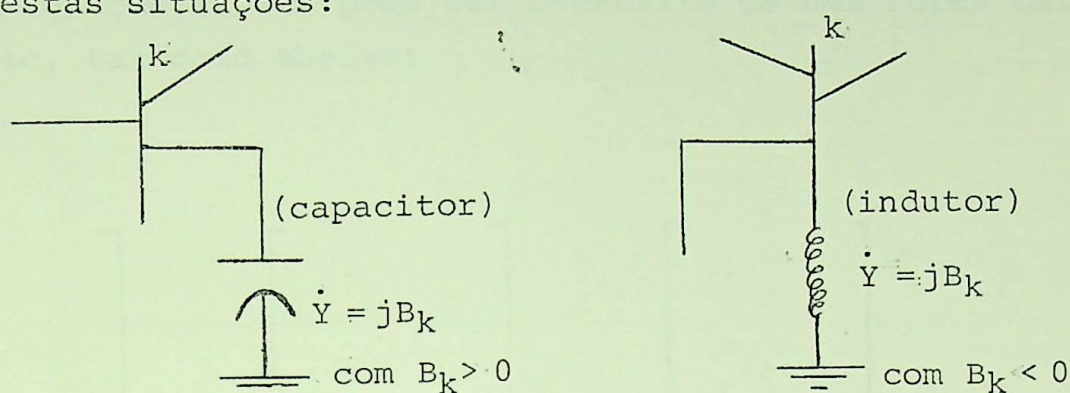


Figura I.3

Como:

$$\dot{Y}_{kk} = G_{kk} + jB_{kk} \quad (I.42)$$

então:

$$B_{kk} = D'_{kk} + E_k \quad (I.43)$$

Pela referência [2] se tem:

para $k \neq m$

$$\frac{\partial f_{2k-1}}{\partial B_m} = 0 \quad (I.44)$$

$$\frac{\partial f_{2k}}{\partial B_m} = 0 \quad (I.45)$$

para $k=m$

$$\frac{\partial f_{2k-1}}{\partial B_k} = 0 \quad (I.46)$$

$$\frac{\partial f_{2k}}{\partial B_k} = -V_k^2 \quad (I.47)$$

I.5 APLICAÇÃO DAS VARIÁVEIS

As relações entre as variáveis são dadas, em linha gerais, pela equação (I.10). Uma vez obtida esta equação, fica fácil impor as restrições aos módulos das tensões de barra.

A equação (I.10) pode ser reescrita de uma forma mais conveniente, tal como abaixo:

$$\begin{bmatrix} \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta \delta_i \\ \Delta V_i \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta p \text{ balanço} \\ \Delta q \text{ balanço} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \underline{S}_u(2i-1) \\ \underline{S}_u(2i) \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \underline{S}_u(2\ell-1) \\ \underline{S}_u(2\ell) \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} \underline{\Delta U} + \begin{bmatrix} \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \underline{S}_p(2i-1) \\ \underline{S}_p(2i) \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \underline{S}_p(2\ell-1) \\ \underline{S}_p(2\ell) \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} \underline{\Delta P} \quad (\text{I.48})$$

em que supõe-se que a barra de referência seja ' ℓ ' e onde:

ΔV_i = Variação no módulo da tensão na barra i , provocada por desvios nos valores das variáveis de controle e de distúrbio com relação ao caso base;

$\Delta \delta_i$ = Variação no ângulo da tensão na barra i , provocada por desvios nos valores das variáveis de controle e de distúrbio com relação ao caso base;

Δp balanço = Variação da potência ativa na barra de balanço, em decorrência dos desvios nos valores das variáveis de controle e de distúrbio com relação ao caso base;

Δq balanço = Variação da potência reativa na barra de balanço, em decorrência dos desvios nos valores das variáveis de controle e de distúrbio com relação ao caso base;

$\underline{S}_u(2i-1)$ = Linha de número ímpar da matriz de sensibilidade do estado com relação às variáveis de controle ($\underline{S}_u$) para $\underline{i}$ variando de 1 até N

$\underline{S}_u(2i)$ = Linha de número par da matriz de sensibilidade do estado com relação às variáveis de controle ($\underline{S}_u$) para $\underline{i}$ variando de 1 até N

$\underline{S}_p(2i-1)$ = Linha de número ímpar da matriz de sensibilidade do estado com relação às variáveis de distúrbio ($\underline{S}_p$) para $\underline{i}$ variando de 1 até N

$\underline{S}_p(2i)$ = Linha de número par da matriz de sensibilidade do estado com relação às variáveis de distúrbio ($\underline{S}_p$) para $\underline{i}$ variando de 1 até N

Estipulando-se uma faixa tolerável de tensão na barra i ,
na qual:

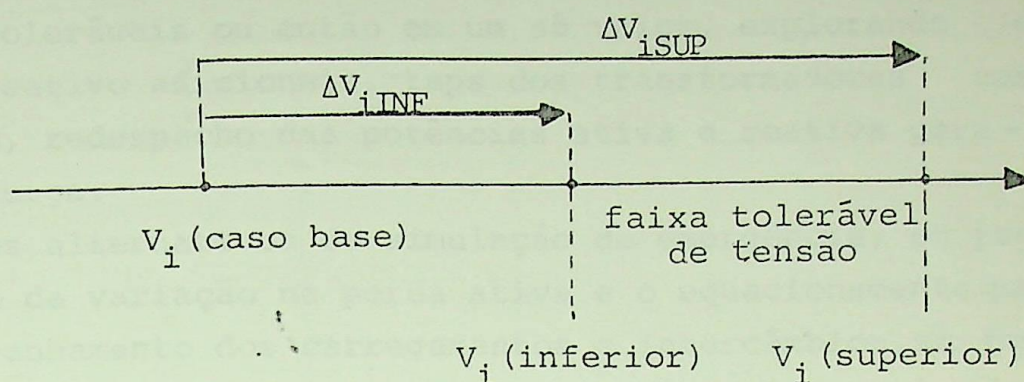


Figura I.4

Com:

$$\Delta V_{iINF} \leq \Delta V_i \leq \Delta V_{iSUP} \quad (I.49)$$

ou ainda, utilizando (I.48) e (I.49)

$$[S_{u(2i)}] \underline{\Delta U} + [S_{p(2i)}] \underline{\Delta P} \geq \Delta V_{iINF} \quad \text{e} \quad (I.50)$$

$$[S_{u(2i)}] \underline{\Delta U} + [S_{p(2i)}] \underline{\Delta P} \leq \Delta V_{iSUP} \quad (I.51)$$

Caso se pretenda fixar a tensão em uma barra, como usualmente se faz com as de geração e com as de carga, as inequações (I.50) e (I.51) resumem-se em uma única equação, qual seja:

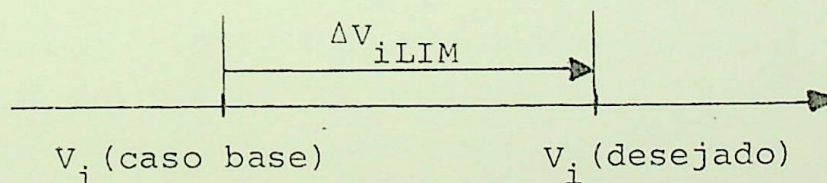
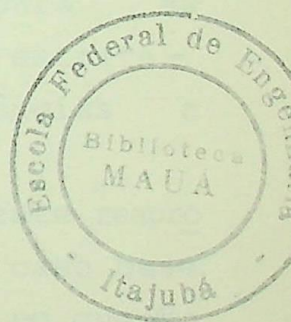


Figura I.5

$$[S_{u(2i)}] \underline{\Delta U} + [S_{p(2i)}] \underline{\Delta P} = \Delta V_{iLIM} \quad (I.52)$$

Portanto, através destas equações é possível conservar as tensões em faixas toleráveis ou então em um só valor, explorando o uso das fontes de reativo adicionais, taps dos transformadores com comutação sob carga, redespacho das potências ativa e reativa geradas e do corte de carga.

Os métodos alternativos de simulação de emergência, os processos para cálculo da variação na perda ativa e o equacionamento que possibilita o acompanhamento dos carregamentos e intercâmbios, são formulados nas seções subsequentes.



I.6 PERDA DE UM CIRCUITO

O procedimento mais indicado nestas circunstâncias seria o da obtenção do estado do sistema elétrico sujeito à emergência e, somente após, montar os Jacobianos para, em seguida, formar as matrizes de sensibilidade que dizem respeito à semelhante situação. No entanto, este tipo de abordagem apresenta as seguintes desvantagens:

- 1- A necessidade de se formar para cada emergência, as matrizes de sensibilidade, que por si só exigem, antes de mais nada, a inversão do Jacobiano das variáveis de estado e, em consequência, um consumo razoável de tempo de computação, sem citar o agravante de que este tempo será acrescido ao já gasto para obter e conservar as matrizes de sensibilidade referente ao estado dito normal.
- 2- O fato de possivelmente não se conseguir o estado subsequente à emergência através de um programa de fluxo de potência, em razão da não convergência e em função da severidade que a perda do circuito pode apresentar para o sistema.

Além disso o que se busca é uma solução que cumpra as exigências estabelecidas tanto para o caso base (normal) como para as emergências. Assim sendo esta solução pode estar além do estritamente necessário para muitas situações e nestas circunstâncias a exatidão não é de todo imprescindível.

A seguir são desenvolvidos dois métodos que basicamente reaproveitam as matrizes que se fazem necessárias à análise do caso base. Um exige alterações no Jacobiano das variáveis de estado no que diz respeito à situação de operação dita normal. Porém a sua inversa pode ser obtida com pouco esforço computacional lançando mão da própria inversa do Jacobiano das variáveis de estado formada para o caso base. O outro usa diretamente as próprias matrizes de sensibilidade que refletem o estado denominado normal. Em ambos, as variações provocadas em algumas grandezas elétricas poderão ir além do que poder-se-ia classificar como sendo de pequena amplitude, ou ainda, fora das faixas consentidas pelas linearizações alcançadas a partir das expansões das funções em série de Taylor.

Contudo a única forma de avaliar os métodos para variações que não sejam de pequena amplitude, é a que se utiliza de testes sobre sistemas práticos. O capítulo II se encarrega desta tarefa.

I.6.1 Primeiro Método

Este método pode ser dividido em duas etapas, quais sejam:

- 1- Debaixo do estado dito normal, substitui-se o circuito cuja saída pretende-se simular, por cargas localizadas nas suas barras terminais, tal como abaixo:

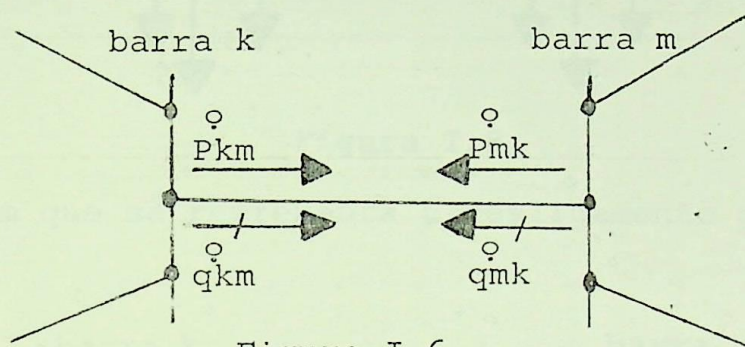


Figura I.6

por

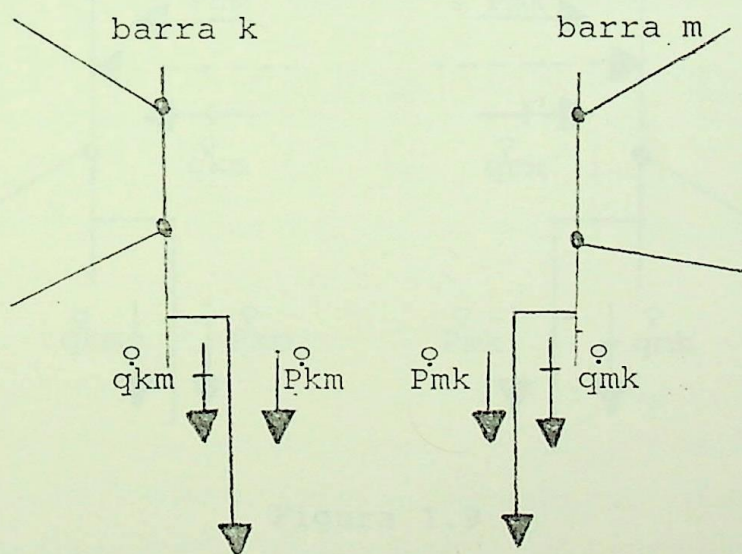


Figura I.7

cu seja, as cargas terão o mesmo valor que os fluxos de potência no circuito em questão.

- 2- Provoca-se a injeção de potência nas barras terminais de tal modo que simule a desconexão das cargas representativas do fluxo de potência no circuito, ou ainda:

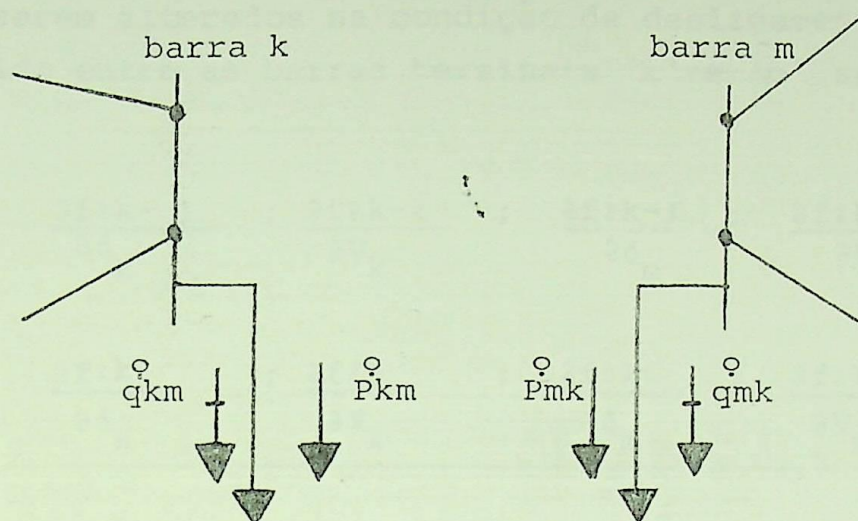


Figura I.8

em que se representa o desligamento por:

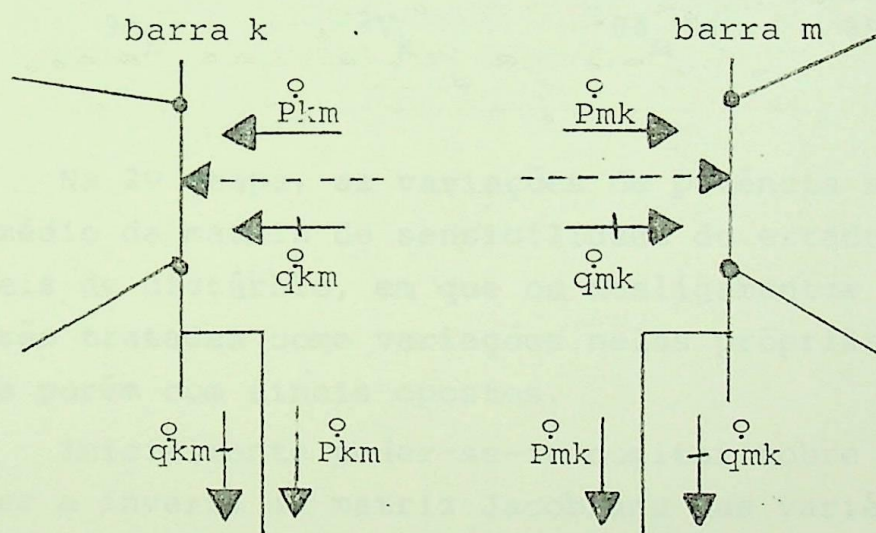


Figura I.9

o que resulta na desconexão do circuito

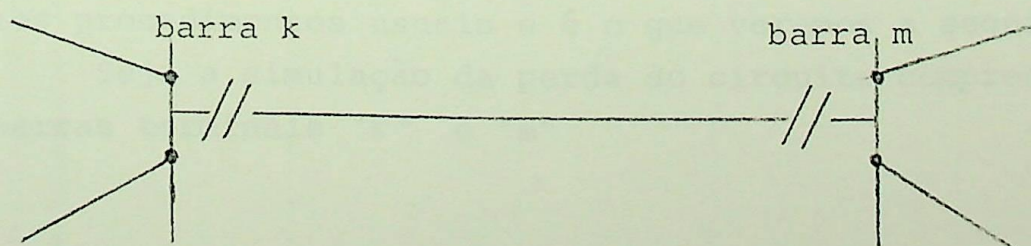


Figura I.10

Logo, na 1ª etapa pode-se reportar à matriz Jacobiana das variáveis de estado que diz respeito à condição normal, alterando e eliminando seus componentes responsáveis pela indicação e existência do circuito cuja saída pretende-se efetivar. Os componentes a serem alterados na condição de desligamento do circuito compreendido entre as barras terminais 'k' e 'm' serão:

$$\begin{array}{cccc}
 \frac{\partial f_{2k-1}}{\partial \delta_k} & ; & \frac{\partial f_{2k-1}}{\partial V_k} & ; & \frac{\partial f_{2k-1}}{\partial \delta_m} & ; & \frac{\partial f_{2k-1}}{\partial V_m} \\
 \\
 \frac{\partial f_{2k}}{\partial \delta_k} & ; & \frac{\partial f_{2k}}{\partial V_k} & ; & \frac{\partial f_{2k}}{\partial \delta_m} & ; & \frac{\partial f_{2k}}{\partial V_m} \\
 \\
 \frac{\partial f_{2m-1}}{\partial \delta_k} & ; & \frac{\partial f_{2m-1}}{\partial V_k} & ; & \frac{\partial f_{2m-1}}{\partial \delta_m} & ; & \frac{\partial f_{2m-1}}{\partial V_m} \\
 \\
 \frac{\partial f_{2m}}{\partial \delta_k} & ; & \frac{\partial f_{2m}}{\partial V_k} & ; & \frac{\partial f_{2m}}{\partial \delta_m} & ; & \frac{\partial f_{2m}}{\partial V_m}
 \end{array}$$

Na 2ª etapa, as variações de potência serão simuladas por intermédio da matriz de sensibilidade do estado com respeito às variáveis de distúrbio, em que os desligamentos das cargas fictícias serão tratadas como variações nelas próprias com mesmas amplitudes porém com sinais opostos.

Inicialmente poder-se-ia cogitar sobre a necessidade de se obter a inversa da matriz Jacobiana das variáveis de estado corrigida, por meio dos procedimentos usuais indicados para tanto, o que, inquestionavelmente, iria representar um esforço computacional adicional tão significativo quanto maior for o volume de contingências a serem cobertas. Felizmente, não há necessidade de seguir estes procedimentos usuais e é o que veremos a seguir.

Seja a simulação da perda do circuito compreendido entre as barras terminais "k" e "m"

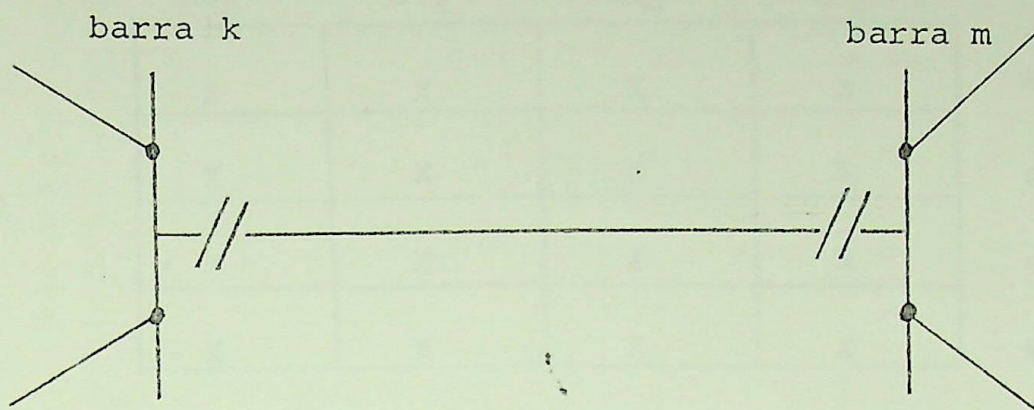


Figura I.11

e sendo:

$\underline{J}_x$ = Matriz Jacobiana das variáveis de estado para a condição de operação dita normal considerando todos os circuitos da rede inclusive o compreendido entre as barras "k" e "m".

$\underline{J}_{x1}$ = Matriz Jacobiana das variáveis de estado para a condição de operação dita normal considerando todos os circuitos da rede a menos do compreendido entre as barras "k" e "m" em que este é substituído por cargas fictícias.

Assim, podemos escrever:

$$\underline{J}_{x1} = \underline{J}_x + \underline{H} \quad (\text{I.53})$$

Em que $\underline{H}$ permitiria passar de $\underline{J}_x$ para $\underline{J}_{x1}$ e portanto:

$$\underline{H} = \begin{array}{|c|c|} \hline \underline{\emptyset} & \underline{\emptyset} \\ \hline \underline{\emptyset} & \underline{H}_1 \\ \hline \end{array} \quad (\text{I.54})$$

onde $\underline{\emptyset}$ são matrizes zero e:

$$\underline{H}_1 = \begin{array}{c} \begin{array}{cccc} \Delta\delta_k & \Delta V_k & \Delta\delta_m & \Delta V_m \\ \hline X & X & X & X \\ \hline X & X & X & X \\ \hline X & X & X & X \\ \hline X & X & X & X \end{array} \begin{array}{l} \text{equação (2k-1)} \\ \text{equação (2k)} \\ \text{equação (2m-1)} \\ \text{equação (2m)} \end{array} \end{array}$$

(I.55)

onde "k" seria igual a (N-1) e "m" igual a "N"

De (I.8), tem-se:

$$\underline{J}_X \cdot \underline{\Delta X} + \underline{J}_u \cdot \underline{\Delta U} + \underline{J}_p \cdot \underline{\Delta P} = \underline{\emptyset} \quad (\text{I.56})$$

e portanto

$$\underline{J}_{X1} \cdot \underline{\Delta X} + \underline{J}_u \cdot \underline{\Delta U} + \underline{J}_p \cdot \underline{\Delta P} = \underline{\emptyset} \quad (\text{I.57})$$

Substituindo (I.53) em (I.57) vem:

$$(\underline{J}_X + \underline{H}) \cdot \underline{\Delta X} + \underline{J}_u \cdot \underline{\Delta U} + \underline{J}_p \cdot \underline{\Delta P} = \underline{\emptyset} \quad (\text{I.58})$$

Premultiplicando (I.58) pela inversa de $\underline{J}_X$, tem-se:

$$\underline{J}_X^{-1} (\underline{J}_X + \underline{H}) \cdot \underline{\Delta X} = - \underline{J}_X^{-1} \cdot \underline{J}_u \cdot \underline{\Delta U} - \underline{J}_X^{-1} \cdot \underline{J}_p \cdot \underline{\Delta P} \quad (\text{I.59})$$

Considerando (I.10):

$$(\underline{I} + \underline{J}_X^{-1} \cdot \underline{H}) \underline{\Delta X} = \underline{S}_u \cdot \underline{\Delta U} + \underline{S}_p \cdot \underline{\Delta P} \quad (\text{I.60})$$

Onde $\underline{I}$ é a matriz identidade

Particionando a matriz $\underline{J}_X^{-1}$ de modo similar ao que foi feito para a matriz $\underline{H}$, tem-se:

$$\underline{J}_X^{-1} = \begin{array}{|c|c|} \hline \underline{A} & \underline{B} \\ \hline \underline{C} & \underline{D} \\ \hline \end{array} \quad (\text{I.61})$$

Então:

$$\underline{J}_X^{-1} \cdot \underline{H} = \begin{array}{|c|c|} \hline \emptyset & \underline{B} \cdot \underline{H}_1 \\ \hline \emptyset & \underline{D} \cdot \underline{H}_1 \\ \hline \end{array} \quad (\text{I.62})$$

Denominando:

$$\underline{I} + \underline{J}_X^{-1} \cdot \underline{H} = \underline{H}' \quad (\text{I.63})$$

Então pode-se escrever:

$$\underline{H}' = \begin{array}{|c|c|} \hline \underline{I}_1 & \underline{B} \cdot \underline{H}_1 \\ \hline \emptyset & \underline{I}_2 + \underline{D} \cdot \underline{H}_1 \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|} \hline \underline{I}_1 & \underline{M} \\ \hline \emptyset & \underline{N} \\ \hline \end{array} \quad (\text{I.64})$$

em que $\underline{I}_1$ e $\underline{I}_2$ são matrizes identidade. Porém, a inversa de $\underline{H}'$ tem a seguinte forma:

$$\underline{H}'^{-1} = \begin{array}{|c|c|} \hline \underline{I}_1 & \underline{M}_1 \\ \hline \underline{\emptyset} & \underline{N}_1 \\ \hline \end{array} \quad (\text{I.65})$$

No entanto como

$$\underline{H}' \cdot \underline{H}'^{-1} = \underline{I} \quad (\text{I.66})$$

vem:

$$\begin{array}{|c|c|} \hline \underline{I}_1 & \underline{M} \\ \hline \underline{\emptyset} & \underline{N} \\ \hline \end{array} \times \begin{array}{|c|c|} \hline \underline{I}_1 & \underline{M}_1 \\ \hline \underline{\emptyset} & \underline{N}_1 \\ \hline \end{array} =$$

$$\begin{array}{|c|c|} \hline \underline{I}_1 & \underline{\emptyset} \\ \hline \underline{\emptyset} & \underline{I}_2 \\ \hline \end{array} \quad (\text{I.67})$$

ou ainda:

$$\begin{array}{|c|c|} \hline \underline{I}_1 & \underline{M}_1 + \underline{M} \cdot \underline{N}_1 \\ \hline \emptyset & \underline{N} \cdot \underline{N}_1 \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|} \hline \underline{I}_1 & \emptyset \\ \hline \emptyset & \underline{I}_2 \\ \hline \end{array}$$

(I.68)

portanto:

$$\underline{M}_1 + \underline{M} \cdot \underline{N}_1 = \emptyset \quad (\text{I.69})$$

e

$$\underline{N} \cdot \underline{N}_1 = \underline{I}_2 \quad (\text{I.70})$$

assim:

$$\underline{N}_1 = \underline{N}^{-1} \quad (\text{I.71})$$

$$\underline{M}_1 = - \underline{M} \cdot \underline{N}^{-1}$$

ou então considerando (I.64) :

$$\underline{N}_1 = (\underline{I}_2 + \underline{D} \cdot \underline{H}_1)^{-1} \quad (\text{I.72})$$

$$\underline{M}_1 = -\underline{B} \underline{H}_1 (\underline{I}_2 + \underline{D} \cdot \underline{H}_1)^{-1} \quad (\text{I.73})$$

Resumindo:

$$(\underline{I} + \underline{J}_x^{-1} \cdot \underline{H}) \cdot \underline{\Delta X} = \underline{S}_u \cdot \underline{\Delta U} + \underline{S}_p \cdot \underline{\Delta P} \quad (\text{de (I.60)})$$

onde $\underline{J}_x$, $\underline{J}_x^{-1}$, $\underline{S}_u$ e $\underline{S}_p$ são conhecidos; assim pretende-se ter:

$$\underline{\Delta X} = \underline{H}'^{-1} \cdot \underline{S}_u \cdot \underline{\Delta U} + \underline{H}'^{-1} \cdot \underline{S}_p \cdot \underline{\Delta P} \quad (\text{I.74})$$

onde:

$$\underline{H}' = \underline{I} + \underline{J}_x^{-1} \cdot \underline{H} \quad (\text{de (I.63)})$$

em que:

$$\underline{J}_x^{-1} = \begin{array}{|c|c|} \hline \underline{A} & \underline{B} \\ \hline \underline{C} & \underline{D} \\ \hline \end{array} \quad (\text{de (I.61)})$$

$$\underline{H} = \begin{array}{|c|c|} \hline \underline{\emptyset} & \underline{\emptyset} \\ \hline \underline{\emptyset} & \underline{H}_1 \\ \hline \end{array} \quad (\text{de (I.54)})$$

e pede-se $\underline{H}'^{-1}$ com:

$$\underline{H}'^{-1} = \begin{array}{|c|c|} \hline \underline{I}_1 & \underline{M}_1 \\ \hline \underline{\emptyset} & \underline{N}_1 \\ \hline \end{array} \quad (\text{de (I.65)})$$

sendo:

$$\underline{N}_1 = (\underline{I}_2 + \underline{D} \underline{H}_1)^{-1} \quad (\text{de (I.72)})$$

$$\underline{M}_1 = - \underline{B} \underline{H}_1 (\underline{I}_2 + \underline{D} \underline{H}_1)^{-1} \quad (\text{de (I.73)})$$

Traduzindo-se pois na inversão de uma matriz de dimensão 4 e em tres multiplicações matriciais, duas delas entre matrizes de dimensão 4 e a outra entre uma matriz retangular de dimensão $(2N-4) \times 4$ por uma quadrada de dimensão 4.

Todavia há que se salientar tres aspectos importantes:

- 1- A particularização estabelecida ao supor as alterações sobre $\underline{J}_x$ ocorrendo sobre os seus componentes localizados nas suas quatro últimas linhas e colunas ($\underline{H}_1$). No entanto, é possível tratá-la desta forma adequando convenientemente as colunas de $\underline{J}_x^{-1}$ referente a $\Delta\delta_k$, ΔV_k , $\Delta\delta_m$ e ΔV_m obtendo $\underline{H}$ tal como foi colocado e, uma vez obtida $\underline{H}'^{-1}$, tornar a rearranjá-la de modo idêntico porém oposto ao que foi feito com as colunas de $\underline{J}_x^{-1}$. Ou seja, é possível rearranjar as linhas de $\underline{J}_x$ de tal forma que as equações que dizem respeito às barras terminais do circuito cuja abertura pretende-se simular, venham a ocupar as últimas linhas desta matriz.

$$\underline{H}_1 = \begin{array}{|c|c|} \hline \underline{H}_{1A} & \underline{H}_{1B} \\ \hline \underline{H}_{1C} & \underline{H}_{1D} \\ \hline \end{array} \quad (I.76)$$

Do mesmo modo $\underline{J}_x^{-1}$ dado em (I.61) teria agora a seguinte forma:

$$\underline{J}_x^{-1} = \begin{array}{c} \begin{array}{cc} \Delta\delta_k & \Delta V_k \end{array} \quad \begin{array}{cc} \Delta\delta_m & \Delta V_m \end{array} \\ \begin{array}{|c|c|c|c|} \hline & \underline{B}_A & & \underline{B}_B \\ \hline & \underline{D}_A & & \underline{D}_B \\ \hline & \underline{B}_C & & \underline{B}_D \\ \hline & \underline{D}_C & & \underline{D}_D \\ \hline & \underline{B}_E & & \underline{B}_F \\ \hline \end{array} \end{array} \quad \begin{array}{l} \text{equação (2k-1)} \\ \text{equação (2k)} \\ \\ \text{equação (2m-1)} \\ \text{equação (2m)} \end{array} \quad (I.77)$$

Onde $\Delta\delta_k, \Delta V_k, \Delta\delta_m, \Delta V_m$ assinalam apenas as colunas associadas a estas variáveis em $\underline{J}_x$.

Rearranjando $\underline{J}_x^{-1}$ para que assuma a mesma forma da equação (I.61), então as matrizes $\underline{B}$ e $\underline{D}$ de (I.61) estariam assim distribuídas:

$$\underline{D} = \begin{array}{|c|c|} \hline \underline{D}_A & \underline{D}_B \\ \hline \underline{D}_C & \underline{D}_D \\ \hline \end{array} \quad (I.78)$$

$$\underline{B} = \begin{array}{|c|c|} \hline \underline{B}_A & \underline{B}_B \\ \hline \underline{B}_C & \underline{B}_D \\ \hline \underline{B}_E & \underline{B}_F \\ \hline \end{array} \quad (I.79)$$

Como pretende-se obter $\underline{H}'^{-1}$ dada pela equação (I.65), esta, aqui, teria a seguinte forma:

$$\underline{H}'^{-1} = \begin{array}{ccccc} & \Delta\delta_k & \Delta V_k & \Delta\delta_m & \Delta V_m \\ \hline \underline{I}_3 & \underline{M}_{1A} & \emptyset & \underline{M}_{1B} & \emptyset \\ \hline \emptyset & \underline{N}_{1A} & \emptyset & \underline{N}_{1B} & \emptyset \\ \hline \emptyset & \underline{M}_{1C} & \underline{I}_4 & \underline{M}_{1D} & \emptyset \\ \hline \emptyset & \underline{N}_{1C} & \emptyset & \underline{N}_{1D} & \emptyset \\ \hline \emptyset & \underline{M}_{1E} & \emptyset & \underline{M}_{1F} & \underline{I}_5 \\ \hline \end{array} \quad \begin{array}{l} \text{equação } (2k-1) \\ \text{equação } (2k) \\ (I.80) \\ \text{equação } (2m-1) \\ \text{equação } (2m) \end{array}$$

Onde $\Delta\delta_k, \Delta V_k, \Delta\delta_m$ e ΔV_m assinalam tão apenas as colunas associadas a estas variáveis em $\underline{J}_x$.
 Rearranjando $\underline{H}'^{-1}$ para que assuma a mesma forma da equação (I.65), então as matrizes $\underline{M}_1$ e $\underline{N}_1$ de (I.65) estariam assim constituídas:

$$\underline{M}_1 = \begin{array}{|c|c|} \hline \underline{M}_{1A} & \underline{M}_{1B} \\ \hline \underline{M}_{1C} & \underline{M}_{1D} \\ \hline \underline{M}_{1E} & \underline{M}_{1F} \\ \hline \end{array} \quad (\text{I.81})$$

$$\underline{N}_1 = \begin{array}{|c|c|} \hline \underline{N}_{1A} & \underline{N}_{1B} \\ \hline \underline{N}_{1C} & \underline{N}_{1D} \\ \hline \end{array} \quad (\text{I.82})$$

A partir de agora é possível obter as matrizes $\underline{M}_1$ e $\underline{N}_1$ por meio das matrizes $\underline{H}_1$ (I.76), $\underline{D}$ (I.78) e $\underline{B}$ (I.79) e das equações (I.72) e (I.73) que aqui foram reescritas:

$$\underline{N}_1 = (\underline{I}_2 + \underline{D} \underline{H}_1)^{-1} \quad (\text{I.83})$$

$$\underline{M}_1 = -\underline{B} \underline{H}_1 (\underline{I}_2 + \underline{D} \underline{H}_1)^{-1} \quad (\text{I.84})$$

Uma vez obtidas $\underline{N}_1$ e $\underline{M}_1$ é fácil transferir os dados para $\underline{H}'^{-1}$ como indicado em (I.80), bastando que se observe a correspondência que existe entre as matrizes de (I.80) com as de (I.81) e (I.82).

- 2 - Para o caso da perda de um transformador com tap variável sob carga, além das alterações nas matrizes de sensibilidade mediante as expressões já indicadas, há que se inibir os desvios (Δn_i) do tap em torno do valor indicado pela condição básica. Isto pode significar a eliminação da coluna associada a esta variável de controle (Δn_i) na matriz de sensibilidade do estado com relação às variáveis de controle ($\underline{S}_u$) ou então considerar mais uma equação no processo de otimização, qual seja: $\Delta n_i = 0$ (I.85).

A opção mais indicada seria a da eliminação da coluna associada a Δn_i , pois conduziria a uma redução no número de variáveis a serem tratadas.

- 3- Para o caso de uma das barras terminais ser a de balanço, a constituição das matrizes comentadas até então é feita de modo distinto. Supondo ser a barra "m" a de balanço, deve-se eleger duas colunas quaisquer de $\underline{J}_x$ porém não associadas a $\Delta \delta_k, \Delta V_k$.

Semelhante medida é necessária uma vez que as colunas associadas a $\Delta \delta_m$ e ΔV_m não existem em $\underline{J}_x$ e, além disso, algumas matrizes devem ser inversíveis em que uma das condições é a de serem quadradas. Denominaremos de "a" e "b" estas duas colunas quaisquer de $\underline{J}_x$. De (I.53) percebe-se que as alterações necessárias em $\underline{H}$ são tão apenas nas colunas associadas a $\Delta \delta_k$ e ΔV_k (não existe $\Delta \delta_m$ e ΔV_m neste caso) e portanto a matriz $\underline{H}_1$ de (I.54) toma a seguinte forma:

$$\underline{H}_1 = \begin{array}{cc|cc} & a & b & \Delta \delta_k & \Delta V_k & \\ \hline & 0 & 0 & x & x & \text{equação (2k-1)} \\ & 0 & 0 & x & x & \text{equação (2k)} \\ & 0 & 0 & x & x & \text{equação (2m-1)} \\ & 0 & 0 & x & x & \text{equação (2m)} \end{array}$$

(I.86)

Onde os "x" indicam as alterações que se fazem necessárias para passar de $\underline{J}_x$ para $\underline{J}_{x1}$. Do mesmo modo $\underline{J}_x^{-1}$ dado em (I.61) teria as suas matrizes $\underline{D}$ e $\underline{B}$ formadas com as colunas correspondentes às variáveis "a" , "b" , $\Delta\delta_k$ e ΔV_k . Isto é, a forma de $\underline{D}$ e $\underline{B}$ seria a seguinte.

$$\underline{D} = \begin{array}{c|ccc} & a & b & \Delta\delta_k & \Delta V_k \\ \hline & & & & \\ \hline & & & & \\ \hline & & & & \\ \hline & & & & \\ \hline \end{array} \begin{array}{l} \text{equação } (2k-1) \\ \text{equação } (2k) \\ \text{equação } (2m-1) \\ \text{equação } (2m) \end{array}$$

(I.87)

$$\underline{B} = \begin{array}{c|ccc} & a & b & \Delta\delta_k & \Delta V_k \\ \hline & & & & \\ \hline & & & & \\ \hline & & & & \\ \hline & & & & \\ \hline \end{array}$$

(I.88)

Conhecida a constituição de $\underline{H}_1$, $\underline{D}$ e $\underline{B}$ é possível determinar $\underline{M}_1$ e $\underline{N}_1$ através das equações (I.72) e (I.73) onde então as operações matriciais são possíveis pelo simples fato de se ter elegido duas variáveis, quais sejam "a" e "b", para que completassem as matrizes envolvidas nestas equações. Em decorrência, $\underline{H}'^{-1}$ dada pela equação (I.65) terá as suas matrizes $\underline{M}_1$ e $\underline{N}_1$ formadas pelas colunas que irão se referir às variáveis "a" , "b" , $\Delta\delta_k$ e ΔV_k . Isto é, a forma de $\underline{M}_1$ e $\underline{N}_1$ seria a seguinte:

I.6.2 SEGUNDO MÉTODO

Está consubstanciado no método da compensação [1]. A idéia básica pode ser ilustrada pelas figuras I.12 a I.14. A primeira figura abaixo representa um dos circuitos do sistema operando sob condição normal:

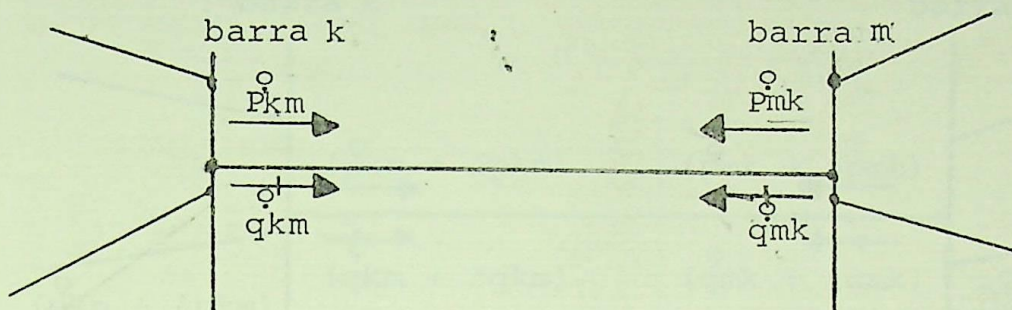


FIGURA I.12

A figura a seguir denota uma situação de emergência: a perda do circuito compreendido entre as barras terminais "k" e "m"

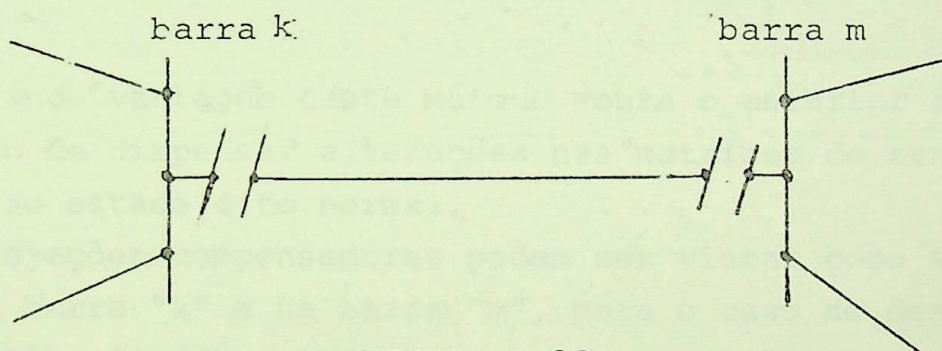


FIGURA I.13

Abaixo tem-se a contingência compensada por injeções equivalentes. Tanto na figura I.13 como na I.14 o estado é o mesmo só que na última o circuito não foi desconectado da rede. As injeções equivalentes são representadas pela soma do fluxo de potência que já existia na situação normal ($\bar{p}_{km}$ e $\bar{q}_{km}$ para a barra "k", $\bar{p}_{mk}$ e $\bar{q}_{mk}$ para a barra "m") com o fluxo adicional (Δp_{km} e Δq_{km} para a barra "k", Δp_{mk} e Δq_{mk} para a barra "m"). Este fluxo adicional é proveniente da própria injeção de potência nas barras "k" e "m" que levam o sistema a um novo estado. É obvio que a injeção de potência deve ser corrigida de forma iterativa até que haja um equilíbrio, ou seja, o fluxo injetado seja igual ao fluxo da linha cuja saída está sendo simulada.

Isto é, as injeções compensadoras são estabelecidas de tal forma que circulem somente pelo circuito compreendido entre as barras terminais "k" e "m". Portanto, as potências do resto do sistema não circularão por este circuito e tudo se passa como se não existisse a ligação entre as barras "k" e "m".

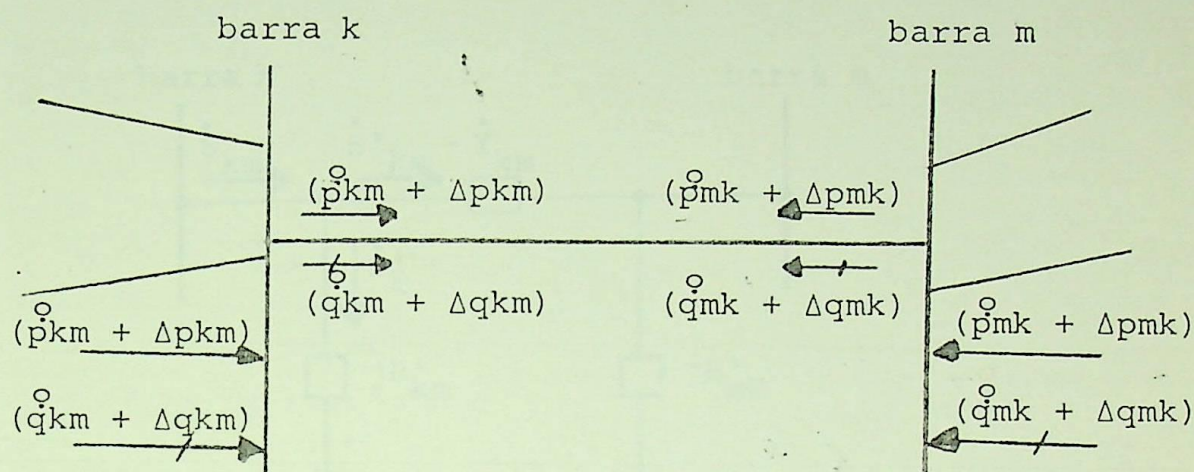


FIGURA I.14

A grande vantagem deste método sobre o anterior reside no simples fato de dispensar alterações nas matrizes de sensibilidade referentes ao estado dito normal.

As injeções compensadoras podem ser vistas como variações de potência na barra "k" e na barra "m", para o caso de desligamento do circuito localizado entre estas barras. O reflexo destas variações sobre as variáveis de estado pode ser mensurado por meio da matriz de sensibilidade do estado com respeito as variáveis de distúrbio.

As injeções compensadoras na perda do circuito estabelecido entre as barras "k" e "m" são dadas por:

barra k

$$\Delta P_k = p_{km}^0 + \Delta p_{km} \quad (\text{I.91})$$

$$\Delta Q_k = q_{km}^0 + \Delta q_{km} \quad (\text{I.92})$$

barra m

$$\Delta P_m = p_{mk}^0 + \Delta p_{mk} \quad (\text{I.93})$$

$$\Delta Q_m = q_{mk}^0 + \Delta q_{mk} \quad (\text{I.94})$$

As potências $\dot{p}_{km}$, $\dot{q}_{km}$, $\dot{p}_{mk}$ e $\dot{q}_{mk}$ são facilmente obtidas a partir do caso de fluxo de potência básico também denominado condição normal. Logo a questão é obter Δp_{km} , Δq_{km} , Δp_{mk} e Δq_{mk} em função das variáveis de estado, numa primeira instância.

De um modo geral pode-se representar um circuito existente entre duas barras "k" e "m" tal como mostra a figura abaixo:

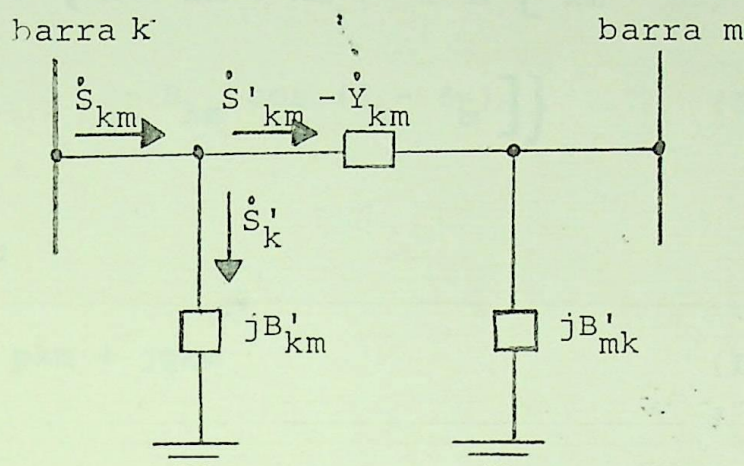


FIGURA I.15

Para a barra "k" pode-se escrever:

$$\dot{S}_{km} = \dot{S}'_{km} + \dot{S}'_k \quad (\text{I.95})$$

em que:

$$\dot{S}'_{km} = \dot{V}_k \cdot (\dot{V}_k^* - \dot{V}_m^*) (-\dot{Y}'_{km}) \quad (\text{I.96})$$

$$\dot{S}'_k = \dot{V}_k \cdot \dot{V}_k^* (j B'_{km})^* \quad (\text{I.97})$$

Assim:

$$\dot{S}_{km} = \dot{V}_k (\dot{V}_k^* - \dot{V}_m^*) (-\dot{Y}'_{km}) + \dot{V}_k \cdot \dot{V}_k^* (j B'_{km})^* \quad (\text{I.98})$$

Usando a forma retangular para $\dot{Y}_{km}$ e a polar para $\dot{V}_k$ e para $\dot{V}_m$ segundo as expressões (I.13), (I.14), (I.15), tem-se:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{km} = & -V_k^2 G_{km} + V_k V_m \left[G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + B_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) \right] \\ & + j \left\{ V_k^2 (B_{km} - B'_{km}) + V_k V_m \left[G_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) \right. \right. \\ & \left. \left. - B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) \right] \right\} \quad (I.99) \end{aligned}$$

Sendo:

$$\dot{S}_{km} = p_{km} + jq_{km} \quad (I.100)$$

vem:

$$p_{km} = -V_k^2 G_{km} + V_k V_m \left[G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + B_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) \right] \quad (I.101)$$

$$q_{km} = V_k^2 (B_{km} - B'_{km}) + V_k V_m \left[G_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) - B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) \right] \quad (I.102)$$

Expandindo a equação (I.101) e a (I.102) no entorno do seu ponto de operação por meio da série de Taylor e desprezando os termos de ordem superior a um, vem:

$$\Delta p_{km} = -\underline{R} \begin{bmatrix} \Delta \delta_k \\ \Delta V_k \\ \Delta \delta_m \\ \Delta V_m \end{bmatrix} \quad (I.103)$$

em que:

$$\underline{R} = - \begin{bmatrix} \left\{ V_k \cdot V_m \left[G_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) + B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) \right] \right\} \\ \left\{ -2 V_k G_{km} + V_m \left[G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + B_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) \right] \right\} \\ \left\{ V_k \cdot V_m \left[G_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) - B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) \right] \right\} \\ \left\{ V_k \left[G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + B_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) \right] \right\} \end{bmatrix}^t \quad (I.104)$$

e:

$$\Delta q_{km} = -\underline{S} \begin{bmatrix} \Delta \delta_k \\ \Delta V_k \\ \Delta \delta_m \\ \Delta V_m \end{bmatrix} \quad (I.105)$$

em que:

$$\underline{S} = - \begin{bmatrix} \left\{ V_k V_m \left[G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + B_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) \right] \right\} \\ \left\{ 2V_k (B_{km} - B'_{km}) + V_m \left[G_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) - B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) \right] \right\} \\ \left\{ V_k V_m \left[-G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) - B_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) \right] \right\} \\ \left\{ V_k \left[G_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) - B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) \right] \right\} \end{bmatrix}^t \quad (I.106)$$

Como as injeções de potência compensadoras na barra "k" são dadas por ΔP_k e por ΔQ_k , deve-se eliminar Δp_{km} e Δq_{km} das expressões (I.91) e (I.92) respectivamente. Para tanto utiliza-se a equação (I.103) em (I.91) e a (I.105) em (I.92) resultanto nas seguintes expressões:

$$p_{km}^{\circ} = \Delta P_k + \underline{R} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta_k \\ \Delta V_k \\ \Delta \delta_m \\ \Delta V_m \end{bmatrix} \quad (\text{I.107})$$

e:

$$q_{km}^{\circ} = \Delta Q_k + \underline{S} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta_k \\ \Delta V_k \\ \Delta \delta_m \\ \Delta V_m \end{bmatrix} \quad (\text{I.108})$$

Utilizando a equação (I.10) e apresentando-a de uma forma mais conveniente, vem:

equação (2k-1)	$\Delta \delta_k$	=		\cdot \underline{\Delta U} +		\cdot \underline{\Delta P}
equação (2k)	ΔV_k					
	$\Delta \delta_m$					
equação (2m-1)	ΔV_m					
equação (2m)	$\Delta \delta_k$					
	ΔV_k					
	$\Delta \delta_m$					
	ΔV_m					

em que se tem:

$$\underline{\Delta P} = \begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta P_k \\ \vdots \\ \Delta Q_k \\ \vdots \end{bmatrix} \quad \begin{array}{l} \text{linha } i \\ \\ \text{linha } j \end{array} \quad (\text{I.110})$$

ou ainda:

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta_k \\ \Delta V_k \\ \Delta \delta_m \\ \Delta V_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{S}_u(2k-1) \\ \underline{S}_u(2k) \\ \underline{S}_u(2m-1) \\ \underline{S}_u(2m) \end{bmatrix} \underline{\Delta U} + \begin{bmatrix} \underline{S}_p(2k-1) \\ \underline{S}_p(2k) \\ \underline{S}_p(2m-1) \\ \underline{S}_p(2m) \end{bmatrix} \underline{\Delta P} \quad (\text{I.111})$$

Substituindo (I.111) em (I.107) e em (I.108) e rearranjando as expressões decorrentes destas operações com a observação de (I.110), vem:

$$p_{km}^{\circ} = \underline{R} \cdot \begin{bmatrix} \underline{S}_u(2k-1) \\ \underline{S}_u(2k) \\ \underline{S}_u(2m-1) \\ \underline{S}_u(2m) \end{bmatrix} \cdot \underline{\Delta U} + \left\{ \underline{R} \cdot \begin{bmatrix} \underline{S}_p(2k-1) \\ \underline{S}_p(2k) \\ \underline{S}_p(2m-1) \\ \underline{S}_p(2m) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \text{coluna } i \\ 0 \dots 0 \mid 1 \mid 0 \dots 0 \end{bmatrix} \right\} \underline{\Delta P} \quad (\text{I.112})$$

e:

$$q_{km}^{\circ} = \underline{S} \cdot \begin{bmatrix} \underline{S}_u(2k-1) \\ \underline{S}_u(2k) \\ \underline{S}_u(2m-1) \\ \underline{S}_u(2m) \end{bmatrix} \cdot \underline{\Delta U} + \left\{ \underline{S} \cdot \begin{bmatrix} \underline{S}_p(2k-1) \\ \underline{S}_p(2k) \\ \underline{S}_p(2m-1) \\ \underline{S}_p(2m) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \text{coluna } j \\ \downarrow \\ 0 \dots 0 \mid 1 \mid 0 \dots 0 \end{bmatrix} \right\} \underline{\Delta P} \quad (\text{I.113})$$

Desta feita, obtem-se as duas equações referentes as injeções de potências compensadoras na barra "k" em função das variáveis de controle e de distúrbio conforme pretendido para o processo de otimização.

As equações de injeções de potências compensadoras na barra "m" são similares as obtidas para a barra "k" bastando substituir na expressões (I.112) e (I.113) "k" por "m", "m" por "k", "i" por "i₁" e "j" por "j₁" tendo em mente que:

$$\underline{\Delta P} = \begin{bmatrix} \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta P_m \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta Q_m \end{bmatrix} \quad \begin{array}{l} \text{linha } i_1 \\ \\ \\ \text{linha } j_1 \end{array} \quad (\text{I.114})$$

Neste ponto há que se salientar dois aspectos:

1º Para o caso da perda de um transformador com tap variável sob carga duas observações se fazem necessárias.

A primeira delas refere-se ao tap cujas variações (Δn_i) em torno do valor indicado pela condição normal não mais serão permitidas. Em outras palavras significa eliminar a coluna desta variável de controle (Δn_i) na matriz de sensibilidade do estado com relação às variáveis de controle ou então considerar mais uma equação no processo de otimização, qual seja: $\Delta n_i = 0$ (I.115).

A opção mais indicada seria a da inclusão de mais uma equação ao processo de otimização, ou seja $\Delta n_i = 0$. As razões estão no capítulo 2, no qual se mostra as vantagens do 2º método dada a inclusão de quatro equações. No caso do transformador seriam em número de cinco. O segundo se refere ao valor de B'_{km} e de B'_{mk} os quais são fornecidos por relações já conhecidas e particulares para os transformadores.

A preocupação está em frisar que nas relações estabelecidas o valor do tap a ser considerado será o indicado pela condição aqui denominada de normal.

2º Para o caso de uma das barras terminais ser a de balanço, as equações (I.112) e (I.113) tomam outra forma, zerando-se os vetores linha associadas às variáveis ΔV e $\Delta \delta$ desta barra. Supondo ser a barra "m" a de balanço, deve-se escrever (I.112) e (I.113) tal como segue:

$$P_{km}^0 = \underline{R} \cdot \begin{bmatrix} \underline{S}_{u(2k-1)} \\ \underline{S}_{u(2k)} \\ \underline{\emptyset} \\ \underline{\emptyset} \end{bmatrix} \cdot \underline{\Delta U} + \left\{ \underline{R} \cdot \begin{bmatrix} \underline{S}_{p(2k-1)} \\ \underline{S}_{p(2k)} \\ \underline{\emptyset} \\ \underline{\emptyset} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \text{coluna } i \\ 0 \dots 0 \mid 1 \mid 0 \dots 0 \end{bmatrix} \right\} \cdot \underline{\Delta P} \quad (\text{I.116})$$

$$Q_{km}^0 = \underline{S} \cdot \begin{bmatrix} \underline{S}_{u(2k-1)} \\ \underline{S}_{u(2k)} \\ \underline{\emptyset} \\ \underline{\emptyset} \end{bmatrix} \cdot \underline{\Delta U} + \left\{ \underline{S} \cdot \begin{bmatrix} \underline{S}_{p(2k-1)} \\ \underline{S}_{p(2k)} \\ \underline{\emptyset} \\ \underline{\emptyset} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \text{coluna } j \\ 0 \dots 0 \mid 1 \mid 0 \dots 0 \end{bmatrix} \right\} \cdot \underline{\Delta P} \quad (\text{I.117})$$

I.6.3. CONCLUSÃO

Pode-se notar que:

- 1º O primeiro método exige a adequação das matrizes de sensibilidade da sua condição básica para a de emergência.
- 2º O segundo método comanda a inclusão de 4 equações adicionais ao processo de otimização.

Portanto, quanto ao item tempo de computação, um método poderá ser mais vantajoso que o outro.

Doravante, função do que foi percorrido acima, a comparação dos dois métodos será feita com base tanto no que diz respeito ao esforço computacional requerido como na exatidão dos resultados

I.7 VARIAÇÕES DE CARREGAMENTO

O carregamento em um circuito pode variar por uma série de fatores entre os quais pode-se citar a perda de um circuito, re despacho das potências geradas, cortes de carga, variações nas posições dos comutadores de tap dos transformadores e chaveamento de fontes de reativo.

Neste ponto, o importante está em medir as variações de carregamento de modo a poder exercer o controle evitando que limites máximos de fluxo em linhas e transformadores sejam ultrapassados. Para tanto, exige-se um modelo de circuito que seja adequado para atingir tal propósito. Um modelo pode ser o da figura abaixo.

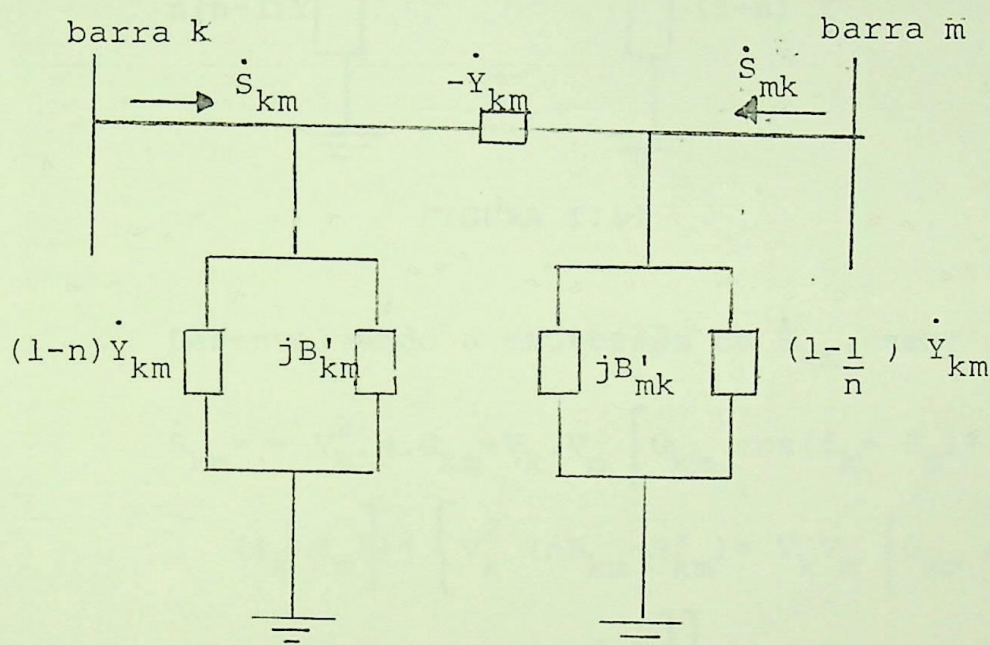


FIGURA I.16

Este modelo pode representar uma linha bastando fazer $n=1$, ou então um transformador com relação de tap igual a " n " segundo o modelo que segue e nesse caso B'_{km} e B'_{mk} são nulos:

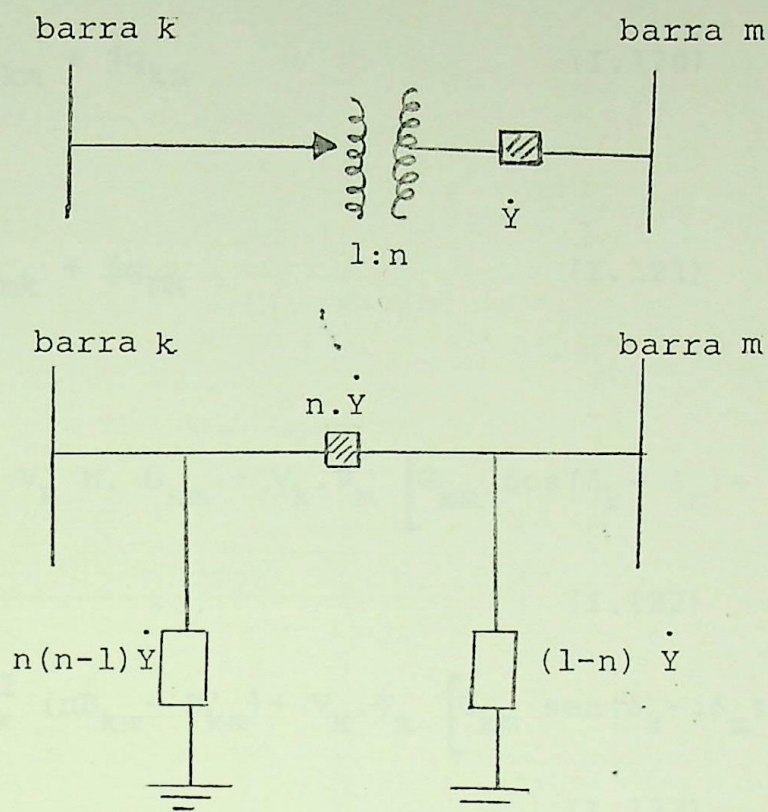


FIGURA I.17

Desenvolvendo a expressão de $\dot{S}_{km}$, vem:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{km} = & -V_k^2 \cdot n \cdot G_{km} + V_k \cdot V_m \left[G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + B_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) \right] \\ & + j \left\{ V_k^2 (nB_{km} - B'_{km}) + V_k V_m \left[G_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) - B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) \right] \right\} \end{aligned}$$

(I.118)

Similarmente se pode mostrar que:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{mk} = & \frac{-V_m^2 \cdot G_{mk}}{n} + V_m V_k \left[G_{mk} \cos(\delta_m - \delta_k) + B_{mk} \sin(\delta_m - \delta_k) \right] \\ & + j \left\{ V_m^2 \left[\frac{B_{mk}}{n} - B'_{mk} \right] + V_m V_k \left[G_{mk} \sin(\delta_m - \delta_k) - B_{mk} \cos(\delta_m - \delta_k) \right] \right\} \end{aligned}$$

(I.119)

Sendo:

$$\dot{S}_{km} = p_{km} + jq_{km} \quad (\text{I.120})$$

e

$$\dot{S}_{mk} = p_{mk} + jq_{mk} \quad (\text{I.121})$$

vem:

$$p_{km} = -V_k^2 n \cdot G_{km} + V_k \cdot V_m \left[G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + B_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) \right] \quad (\text{I.122})$$

$$q_{km} = V_k^2 (nB_{km} - B'_{km}) + V_k \cdot V_m \left[G_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) - B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) \right] \quad (\text{I.123})$$

$$p_{mk} = -\frac{V_m^2 G_{mk}}{n} + V_m V_k \left[G_{mk} \cos(\delta_m - \delta_k) + B_{mk} \sin(\delta_m - \delta_k) \right] \quad (\text{I.124})$$

$$q_{mk} = V_m^2 \left(\frac{B_{mk}}{n} - B'_{mk} \right) + V_m \cdot V_k \left[G_{mk} \sin(\delta_m - \delta_k) - B_{mk} \cos(\delta_m - \delta_k) \right] \quad (\text{I.125})$$

Como no entanto

$$S_{km} = \sqrt{p_{km}^2 + q_{km}^2} \quad (\text{I.126})$$

e

$$S_{mk} = \sqrt{p_{mk}^2 + q_{mk}^2} \quad (\text{I.127})$$

Expandindo a equação (I.126) e a (I.127) no entorno do seu ponto de operação por meio da série de Taylor e desprezando os termos de ordem superior a um, vem:

$$\Delta S_{km} = (\underline{R}_1 + \underline{T}_1) \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta_k \\ \Delta V_k \\ \Delta \delta_m \\ \Delta V_m \end{bmatrix} + (R_{1n} + T_{1n}) \cdot \Delta n \quad (I.128)$$

e:

$$\Delta S_{mk} = (\underline{R}_2 + \underline{T}_2) \begin{bmatrix} \Delta \delta_k \\ \Delta V_k \\ \Delta \delta_m \\ \Delta V_m \end{bmatrix} + (R_{2n} + T_{2n}) \cdot \Delta n \quad (I.129)$$

em que:

$$\underline{R}_1 = \frac{p_{km}}{\sqrt{p_{km}^2 + q_{km}^2}} \begin{bmatrix} V_k V_m \left[-G_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) + B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) \right] \\ -2V_k n \cdot G_{km} + V_m \left[G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + B_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) \right] \\ V_k V_m \left[G_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) - B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) \right] \\ V_k \left[G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + B_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) \right] \end{bmatrix}^t \quad (I.130)$$

$$R_{1n} = \frac{p_{km}}{\sqrt{p_{km}^2 + q_{km}^2}} \left[-2V_k^2 \cdot G_{km} + V_k V_m \left[\frac{G_{km}}{n} \cos(\delta_k - \delta_m) + \frac{B_{km}}{n} \sin(\delta_k - \delta_m) \right] \right] \quad (I.131)$$

$$\underline{T}_1 = \frac{q_{km}}{\sqrt{p_{km}^2 + q_{km}^2}} \begin{bmatrix} V_k V_m \left[G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + B_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) \right] \\ 2V_k (nB_{km} - B'_{km}) + V_m \left[G_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) - B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) \right] \\ V_k V_m \left[-G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) - B_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) \right] \\ V_k \left[G_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) - B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) \right] \end{bmatrix}^t \quad (I.132)$$

$$T_{1n} = \frac{q_{km}}{\sqrt{p_{km}^2 + q_{km}^2}} \left[2V_k^2 B_{km} + V_k V_m \left[\frac{G_{km}}{n} \sin(\delta_k - \delta_m) - \frac{B_{km}}{n} \cos(\delta_k - \delta_m) \right] \right] \quad (I.133)$$

$$R_2 = \frac{p_{mk}}{\sqrt{p_{mk}^2 + q_{mk}^2}} \left[\begin{array}{l} V_m V_k \left[G_{mk} \sin(\delta_m - \delta_k) - B_{mk} \cos(\delta_m - \delta_k) \right] \\ V_m \left[G_{mk} \cos(\delta_m - \delta_k) + B_{mk} \sin(\delta_m - \delta_k) \right] \\ V_m V_k \left[-G_{mk} \sin(\delta_m - \delta_k) + B_{mk} \cos(\delta_m - \delta_k) \right] \\ -\frac{2V_m G_{mk}}{n} + V_k \left[G_{mk} \cos(\delta_m - \delta_k) + B_{mk} \sin(\delta_m - \delta_k) \right] \end{array} \right] t \quad (I.134)$$

$$R_{2n} = \frac{p_{mk}}{\sqrt{p_{mk}^2 + q_{mk}^2}} \left[V_m V_k \left[\frac{G_{mk}}{n} \cos(\delta_m - \delta_k) + \frac{B_{mk}}{n} \sin(\delta_m - \delta_k) \right] \right] \quad (I.135)$$

$$T_2 = \frac{q_{mk}}{\sqrt{p_{mk}^2 + q_{mk}^2}} \left[\begin{array}{l} V_m V_k \left[-G_{mk} \cos(\delta_m - \delta_k) - B_{mk} \sin(\delta_m - \delta_k) \right] \\ V_m \left[G_{mk} \sin(\delta_m - \delta_k) - B_{mk} \cos(\delta_m - \delta_k) \right] \\ V_m V_k \left[G_{mk} \cos(\delta_m - \delta_k) + B_{mk} \sin(\delta_m - \delta_k) \right] \\ 2V_m \left(\frac{B_{mk}}{n} - B'_{mk} \right) + V_k \left[G_{mk} \sin(\delta_m - \delta_k) - B_{mk} \cos(\delta_m - \delta_k) \right] \end{array} \right] t \quad (I.136)$$

$$T_{2n} = \frac{q_{mk}}{\sqrt{p_{mk}^2 + q_{mk}^2}} \left[V_m V_k \left[\frac{G_{mk}}{n} \sin(\delta_m - \delta_k) - \frac{B_{mk}}{n} \cos(\delta_m - \delta_k) \right] \right] \quad (I.137)$$

A partir deste ponto, deve-se eliminar das expressões (I.128) e (I.129) as variáveis de estado e, para tanto, utiliza-se a equação (I.111) em que se tem:

$$\underline{\Delta U} = \begin{bmatrix} \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta n \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} \quad \text{linha } i \quad (I.138)$$

Portanto com (I.111) levado a (I.128) e (I.129) conduz a:

$$\Delta S_{km} = (\underline{R}_1 + \underline{T}_1) \left[\begin{bmatrix} \underline{S}_u(2k-1) \\ \underline{S}_u(2k) \\ \underline{S}_u(2m-1) \\ \underline{S}_u(2m) \end{bmatrix} \underline{\Delta U} + \begin{bmatrix} \underline{S}_p(2k-1) \\ \underline{S}_p(2k) \\ \underline{S}_p(2m-1) \\ \underline{S}_p(2m) \end{bmatrix} \underline{\Delta P} \right] + (\underline{R}_{1n} + \underline{T}_{1n}) \cdot \Delta n \quad (I.139)$$

$$\Delta S_{mk} = (\underline{R}_2 + \underline{T}_2) \left[\begin{bmatrix} \underline{S}_u(2k-1) \\ \underline{S}_u(2k) \\ \underline{S}_u(2m-1) \\ \underline{S}_u(2m) \end{bmatrix} \underline{\Delta U} + \begin{bmatrix} \underline{S}_p(2k-1) \\ \underline{S}_p(2k) \\ \underline{S}_p(2m-1) \\ \underline{S}_p(2m) \end{bmatrix} \underline{\Delta P} \right] + (\underline{R}_{2n} + \underline{T}_{2n}) \cdot \Delta n \quad (I.140)$$

ou ainda:

$$\Delta S_{km} = (\underline{R}_1 + \underline{T}_1) \left[\begin{array}{c} \underline{S}_u(2k-1) \\ \underline{S}_u(2k) \\ \underline{S}_u(2m-1) \\ \underline{S}_u(2m) \end{array} \right] \underline{\Delta U} + \left[\begin{array}{c} \underline{S}_p(2k-1) \\ \underline{S}_p(2k) \\ \underline{S}_p(2m-1) \\ \underline{S}_p(2m) \end{array} \right] \underline{\Delta P} \\ + \left[\begin{array}{c} \text{coluna } i \\ 0 \dots 0 \quad (\underline{R}_{1n} + \underline{T}_{1n}) \quad 0 \dots 0 \end{array} \right] \underline{\Delta U}$$

(I.141)

$$\Delta S_{mk} = (\underline{R}_2 + \underline{T}_2) \left[\begin{array}{c} \underline{S}_u(2k-1) \\ \underline{S}_u(2k) \\ \underline{S}_u(2m-1) \\ \underline{S}_u(2m) \end{array} \right] \underline{\Delta U} + \left[\begin{array}{c} \underline{S}_p(2k-1) \\ \underline{S}_p(2k) \\ \underline{S}_p(2m-1) \\ \underline{S}_p(2m) \end{array} \right] \underline{\Delta P} \\ + \left[\begin{array}{c} \text{coluna } i \\ 0 \dots 0 \quad (\underline{R}_{2n} + \underline{T}_{2n}) \quad 0 \dots 0 \end{array} \right] \underline{\Delta U}$$

(I.142)

Portanto, através das expressões acima é possível exercer o controle do fluxo de potência em linhas e transformadores mesmo que aproximadamente. Para alcançar este propósito, basta adicionar equações tais como as acima ao processo de otimização.

As expressões (I.141) e (I.142) são genéricas e delas provem tres outras básicas caracterizadas pelas seguintes situações:

1º O circuito compreendido entre as barras "k" e "m" é uma linha, portanto:

a) em (I.130), (I.132), (I.134) e em (I.136) $\underline{n}$ será igual a 1

b- as expressões (I.131), (I.133), (I.135) e (I.137) serão nulas, ou seja $R_{1n} = R_{2n} = T_{1n} = T_{2n} = 0$, portanto

$$\Delta S_{km} = (\underline{R}_1 + \underline{T}_1) \left[\begin{bmatrix} \underline{S}_u(2k-1) \\ \underline{S}_u(2k) \\ \underline{S}_u(2m-1) \\ \underline{S}_u(2m) \end{bmatrix} \underline{\Delta U} + \begin{bmatrix} \underline{S}_p(2k-1) \\ \underline{S}_p(2k) \\ \underline{S}_p(2m-1) \\ \underline{S}_p(2m) \end{bmatrix} \underline{\Delta P} \right] \quad (I.143)$$

$$\Delta S_{mk} = (\underline{R}_2 + \underline{T}_2) \left[\begin{bmatrix} \underline{S}_u(2k-1) \\ \underline{S}_u(2k) \\ \underline{S}_u(2m-1) \\ \underline{S}_u(2m) \end{bmatrix} \underline{\Delta U} + \begin{bmatrix} \underline{S}_p(2k-1) \\ \underline{S}_p(2k) \\ \underline{S}_p(2m-1) \\ \underline{S}_p(2m) \end{bmatrix} \underline{\Delta P} \right] \quad (I.144)$$

2º O circuito compreendido entre as barras "k" e "m" é um transformador, portanto:

a) em (I.132) e em (I.136), B'_{km} e B'_{mk} são nulos

b) as expressões finais são as mesmas de (I.141) e de (I.142)

3º Para o caso de uma das barras terminais ser a de balanço, o conjunto de equações (I.141) e (I.142) ou então (I.143) e (I.144) tomam outra forma, zerando-se os vetores linha associadas às variáveis ΔV e $\Delta \delta$ desta barra. Suponho ser a barra "m" a de balanço, vem:

3.1 - O circuito entre as barras "k" e "m" é uma linha.
Nesta situação deve-se atentar para as observações feitas no 1º caso porém, lançando mão das seguintes equações:

$$\Delta S_{km} = (\underline{R}_1 + \underline{T}_1) \begin{bmatrix} \underline{S}_{u(2k-1)} \\ \underline{S}_{u(2k)} \\ \underline{\emptyset} \\ \underline{\emptyset} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{S}_{p(2k-1)} \\ \underline{S}_{p(2k)} \\ \underline{\emptyset} \\ \underline{\emptyset} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\Delta U} \\ \underline{\Delta P} \end{bmatrix} \quad (\text{I.145})$$

$$\Delta S_{mk} = (\underline{R}_2 + \underline{T}_2) \begin{bmatrix} \underline{S}_{u(2k-1)} \\ \underline{S}_{u(2k)} \\ \underline{\emptyset} \\ \underline{\emptyset} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{S}_{p(2k-1)} \\ \underline{S}_{p(2k)} \\ \underline{\emptyset} \\ \underline{\emptyset} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\Delta U} \\ \underline{\Delta P} \end{bmatrix} \quad (\text{I.146})$$

3.2 - O circuito entre as barras "k" e "m" é um transformador.
Nesta situação as observações são as constantes no 2º caso porém levando-se em conta as seguintes equações:

$$\Delta S_{km} = (\underline{R}_1 + \underline{T}_1) \begin{bmatrix} \underline{S}_{u(2k-1)} \\ \underline{S}_{u(2k)} \\ \underline{\emptyset} \\ \underline{\emptyset} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{S}_{p(2k-1)} \\ \underline{S}_{p(2k)} \\ \underline{\emptyset} \\ \underline{\emptyset} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\Delta U} \\ \underline{\Delta P} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \text{coluna } i \\ 0 \dots 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} (\underline{R}_{1n} + \underline{T}_{1n}) & 0 \dots 0 \end{bmatrix} \underline{\Delta U} \quad (\text{I.147})$$

$$\Delta S_{mk} = (\underline{R}_2 + \underline{T}_2) \left[\begin{array}{c} \underline{S}_{u(2k-1)} \\ \underline{S}_{u(2k)} \\ \underline{\emptyset} \\ \underline{\emptyset} \end{array} \right] \underline{\Delta U} + \left[\begin{array}{c} \underline{S}_{p(2k-1)} \\ \underline{S}_{p(2k)} \\ \underline{\emptyset} \\ \underline{\emptyset} \end{array} \right] \underline{\Delta P} \\
+ \left[\begin{array}{c} \text{column } i \\ 0 \dots 0 \end{array} \right] (\underline{R}_{2n} + \underline{T}_{2n}) \left[\begin{array}{c} 0 \dots 0 \end{array} \right] \underline{\Delta U}$$

(I.148)

I.8 VARIAÇÃO DAS PERDAS ATIVAS

A variação nas perdas ativas representa um dos pontos que se pretende controlar com a rede elétrica operando debaixo de um estado aqui classificado como "normal".

Nesta situação da rede, considerar-se-á invariável todos os despaços de potência ativa a menos do da barra de balanço. Evidentemente, semelhante variação refletiria a das perdas ativas do sistema elétrico de transmissão e transformação. Além do que, a sua observância seria de imediato pois o computo desta variação estaria explícito dado o modo como foram formuladas as matrizes de sensibilidade e classificadas as variáveis. Se for necessário esclarecimentos adicionais neste tocante, recorrer aos itens "IDENTIFICAÇÃO DAS VARIÁVEIS" e "MATRIZ DE SENSIBILIDADE".

No entanto, há duas situações possíveis de ocorrer em que, uma delas, exige uma sistematização distinta da que tem sido comentada até então.

- 1º Pretende-se controlar a variação da perda ativa em toda a rede elétrica.

Aqui, evidentemente, basta observar o que se passa na barra de balanço, quanto à variação na potência ativa que está sendo injetada.

- 2º Pretende-se controlar a variação da perda ativa que se dá em apenas parte da rede elétrica, ou seja, em uma área.

Levado por este enfoque e com o objetivo de facilitar a explanação, suponha-se que a área escolhida seja a "A" conforme figura abaixo, a qual está ligada a tres outras áreas "B", "C" e "D", através dos circuitos de interligação identificadas pelas barras terminais:

a e b

c e d

f e g

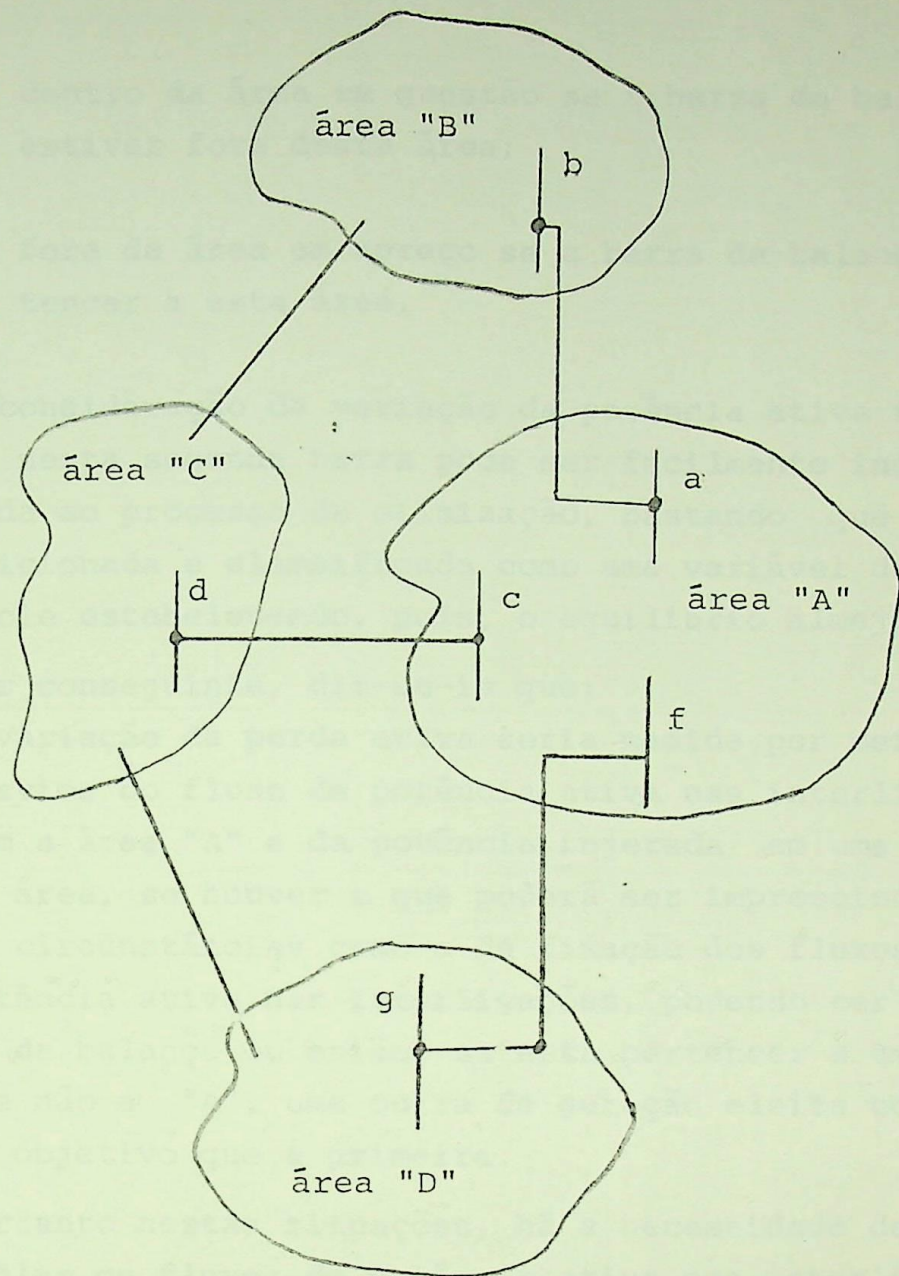


FIGURA I.18

Neste caso é possível medir a variação da perda ativa por meio dos desvios do fluxo de potência ativa nas interligações com a área "A" e da potência injetada na barra de balanço se esta estiver dentro da área em apreço.

Contudo, há que se comentar na possibilidade de pretender fixar os fluxos de potência ativa nas interligações. Nesta situação, há que eleger uma segunda barra de geração para permitir o balanço de fluxo de potência ativa, localizada:

a- dentro da área em questão se a barra de balanço estiver fora desta área;

b- fora da área em apreço se a barra de balanço pertencer a esta área.

A consideração da variação da potência ativa injetada nesta segunda barra pode ser facilmente incorporada ao processo de otimização, bastando que seja adicionada e classificada como uma variável de controle estabelecendo, pois, o equilíbrio almejado.

Por conseguinte, dir-se-ia que:

A variação da perda ativa seria medida por meio dos desvios do fluxo de potência ativa nas interligações com a área "A" e da potência injetada em uma barra da área, se houver e que poderá ser imprescindível em circunstâncias como o da fixação dos fluxos de potência ativa nas interligações, podendo ser a barra de balanço ou então, se esta pertencer a uma área que não a "A", uma outra de geração eleita com o mesmo objetivo que a primeira.

Portanto nestas situações, há a necessidade de controlar os fluxos de potência ativa nas interligações para que se possa computar os desvios e em consequência a variação que esteja ocorrendo nas perdas ativas.

Expandindo a equação (I.124) no entorno do seu ponto de operação por meio da série de Taylor e desprezando os termos de ordem superior a um, vem:

a- O circuito compreendido entre as barras terminais "m" e "k" é uma linha

$$\underline{R}_{mk} = \begin{bmatrix} V_m \cdot V_k \left[-G_{mk} \sin(\delta_m - \delta_k) + B_{mk} \cos(\delta_m - \delta_k) \right] \\ -2V_m G_{mk} + V_k \left[G_{mk} \cos(\delta_m - \delta_k) + B_{mk} \sin(\delta_m - \delta_k) \right] \\ V_m \cdot V_k \left[G_{mk} \sin(\delta_m - \delta_k) - B_{mk} \cos(\delta_m - \delta_k) \right] \\ V_m \left[G_{mk} \cos(\delta_m - \delta_k) + B_{mk} \sin(\delta_m - \delta_k) \right] \end{bmatrix}^t$$

(I.149)

$$T_{mk} = 0 \quad (I.150)$$

b- O circuito compreendido entre as barras terminais "m" e "k" é um transformador com o tap no lado da barra "k"

$$\underline{R}_{mk} = \begin{bmatrix} V_m V_k \left[-G_{mk} \sin(\delta_m - \delta_k) + B_{mk} \cos(\delta_m - \delta_k) \right] \\ -\frac{2V_m G_{mk}}{n} + V_k \left[G_{mk} \cos(\delta_m - \delta_k) + B_{mk} \sin(\delta_m - \delta_k) \right] \\ V_m V_k \left[G_{mk} \sin(\delta_m - \delta_k) - B_{mk} \cos(\delta_m - \delta_k) \right] \\ V_m \left[G_{mk} \cos(\delta_m - \delta_k) + B_{mk} \sin(\delta_m - \delta_k) \right] \end{bmatrix}^t$$

(I.151)

$$T_{mk} = V_m V_k \left[\frac{G_{mk}}{n} \cos(\delta_m - \delta_k) + \frac{B_{mk}}{n} \sin(\delta_m - \delta_k) \right]$$

(I.152)

c- O circuito compreendido entre as barras terminais "m" e "k" é um transformador com o tap no lado da barra "m"

$$R_{mk} = \begin{bmatrix} V_m V_k \left[-G_{mk} \sin(\delta_m - \delta_k) + B_{mk} \cos(\delta_m - \delta_k) \right] \\ -2V_m \cdot n \cdot G_{mk} + V_k \left[G_{mk} \cos(\delta_m - \delta_k) + B_{mk} \sin(\delta_m - \delta_k) \right] \\ V_m V_k \left[G_{mk} \sin(\delta_m - \delta_k) - B_{mk} \cos(\delta_m - \delta_k) \right] \\ V_m \left[G_{mk} \cos(\delta_m - \delta_k) + B_{mk} \sin(\delta_m - \delta_k) \right] \end{bmatrix}^t \quad (I.153)$$

$$T_{mk} = -2V_m^2 G_{mk} + V_m \cdot V_k \left[\frac{G_{mk}}{n} \cos(\delta_m - \delta_k) + \frac{B_{mk}}{n} \sin(\delta_m - \delta_k) \right] \quad (I.154)$$

com a seguinte expressão válida para qualquer um dos itens acima:

$$\Delta p_{mk} = R_{mk} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta_m \\ \Delta V_m \\ \Delta \delta_k \\ \Delta V_k \end{bmatrix} + T_{mk} \cdot \Delta n \quad (I.155)$$

O passo seguinte prende-se à eliminação das variáveis de estado constantes na equação (I.155) e, para tanto, utiliza-se a equação (I.111) e a (I.138) resultando em:

$$\Delta p_{mk} = \begin{bmatrix} R_{mk} \begin{bmatrix} S_{u(2m-1)} \\ S_{u(2m)} \\ S_{u(2k-1)} \\ S_{u(2k)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \text{coluna } i \\ 0 \dots 0 (T_{mk}) 0 \dots 0 \end{bmatrix} \end{bmatrix} \underline{\Delta U} \\ + R_{mk} \begin{bmatrix} S_{p(2m-1)} \\ S_{p(2m)} \\ S_{p(2k-1)} \\ S_{p(2k)} \end{bmatrix} \underline{\Delta P} \quad (I.156)$$

Levando em conta o exemplo, pode-se estabelecer as equações dos desvios nas interligações substituindo na equação (I.156) e nas suas correlatas o seguinte:

para a interligação a-b : "m" por "a" e "k" por "b"

para a interligação c-d : "m" por "c" e "k" por "d"

para a interligação f-g : "m" por "f" e "k" por "g"

Para o cálculo da variação nas perdas ativas em que:

$$\begin{bmatrix} \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta p_{\text{balanço}} \\ \Delta q_{\text{balanço}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ S_u(2n-1) \\ S_u(2n) \end{bmatrix} \frac{\Delta U}{+} \begin{bmatrix} \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ S_p(2n-1) \\ S_p(2n) \end{bmatrix} \frac{\Delta P}{+} \quad (I.157)$$

Tem-se as seguintes situações:

a- Não se fixam os valores de fluxo de potência ativa nas interligações então:

$$\begin{aligned} \text{variação nas perdas ativas} &= - \sum \Delta p_{mk} \\ &\quad mk=a b, \\ &\quad c d, \\ &\quad f g \end{aligned} \quad (I.158)$$

se a barra de balanço não pertencer a área "A", ou então:

$$\begin{aligned}
 \text{variação nas perdas ativas} &= - \sum_{\substack{mk= a b, \\ c d, \\ f g}} \Delta p_{mk} \\
 &+ \left[\underline{S}_{u(2n-1)} \right] \underline{\Delta U} + \left[\underline{S}_{p(2n-1)} \right] \underline{\Delta P} \\
 &: \\
 & \quad (I.159)
 \end{aligned}$$

se a barra de balanço pertencer a área "A".
 Em ambas as equações (I.158) e (I.159), Δp_{mk}
 é dada pela expressão (I.156)

b- Fixam-se os valores de fluxo de potência ativa nas
 interligações então se devem acrescentar ao proces
 so de otimização tantas equações quantas forem os
 circuitos de interligação, no caso exemplo em núme
 ro de tres ou seja:

$$\Delta p_{ab} = \text{constante} \quad (I.160)$$

$$\Delta p_{cd} = \text{constante} \quad (I.161)$$

$$\Delta p_{fg} = \text{constante} \quad (I.162)$$

Além disso se deve ter:

$$\begin{aligned}
 \text{variação nas perdas ativas} &= - \sum_{\substack{mk= a b, \\ c d, \\ f g}} \Delta p_{mk} \\
 &+ \left[\underline{S}_{u(2n-1)} \right] \cdot \underline{\Delta U} + \left[\underline{S}_{p(2n-1)} \right] \cdot \underline{\Delta P} \\
 & \quad (I.163)
 \end{aligned}$$

se a barra de balanço pertencer a área "A", ou então:

$$\text{variação nas perdas ativas} = - \sum \Delta p_{mk}$$

$$mk = a b,$$

$$c d,$$

$$f g$$

$$+ \begin{matrix} \text{coluna } i \\ \swarrow \\ \left[\begin{array}{cccc} 0 & \dots & 0 & (1) & 0 & \dots & 0 \end{array} \right] \end{matrix} \underline{\Delta U}$$

$$(I.164)$$

se a barra de balanço não pertencer à área "A" então na posição "i" do vetor $\underline{\Delta U}$ tem-se a variável de controle simbolizando o desvio de potência ativa injetada na barra eleita para desempenhar a mesma função da barra de balanço quanto ao equilíbrio das perdas ativas na área em questão.

É de todo conveniente chamar a atenção para o seguinte aspecto nas equações (I.163) e (I.164): o $\sum \Delta p_{mk}$ não precisa ser substituído pela expressão dada em (I.156), mas sim por uma constante que no caso exemplo seria proveniente das equações (I.160), (I.161) e (I.162).

CAPÍTULO II

II. 1. INTRODUCCIÓN

La presente obra tiene como objetivo principal, el de proporcionar al lector una visión general de la historia y del desarrollo de la ciencia y la tecnología en el mundo contemporáneo. Para ello, se ha dividido el texto en dos partes principales: la primera, que trata de la historia y la segunda, que trata de la tecnología. En la primera parte, se aborda la evolución de la ciencia desde sus orígenes hasta la actualidad, pasando por las grandes revoluciones científicas. En la segunda parte, se analiza el desarrollo de la tecnología, desde sus raíces antiguas hasta las últimas innovaciones, destacando el papel clave que ha desempeñado en el progreso humano.

CAPÍTULO II

CAPÍTULO II VERIFICAÇÃO DOS MODELOS

II. 1 INTRODUÇÃO

Tratar-se-á aqui da verificação dos métodos linearizados propostos para a simulação de perda de circuito e de acompanhamento dos carregamentos.

Neste sentido não houve a preocupação em considerar certos aspectos dirigidos em especial para o sistema elétrico de transmissão da COPEL na área de Curitiba e na Oeste, tais como faixa de tap para os transformadores, faixa de tensão permitida para algumas barras, limite máximo para as fontes de reativo e assim por diante. Além do que algumas particularidades operacionais podem não ser observadas.

II.2 CASOS BASE

Dois casos base foram montados, um para a área "OESTE" e o outro para a de "CURITIBA". Ambas as áreas dizem respeito ao sistema elétrico de transmissão da COPEL.

A área "OESTE" apresenta-se como "fraca" no que diz respeito ao seu desempenho elétrico, principalmente quando se confronta com a de "CURITIBA".

Os dados e o estado dos casos base são apresentados nas tabelas subsequentes. A maioria não permite ambiguidade ou dúvidas, a menos de alguns que são esclarecidos a seguir.

O "tap" refere-se à posição do comutador de tap no lado "DA BARRA" dentro da relação afixada abaixo:

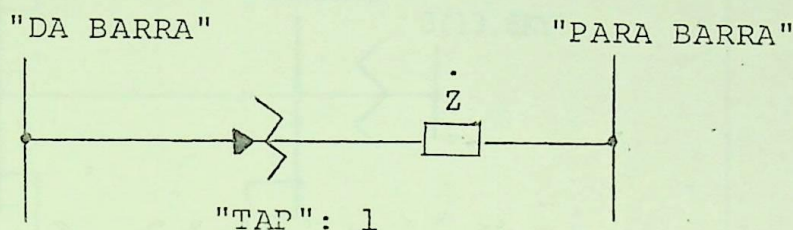


Figura II.1

O "B linha" é a capacitância total da linha em MVar na sua representação π como abaixo:

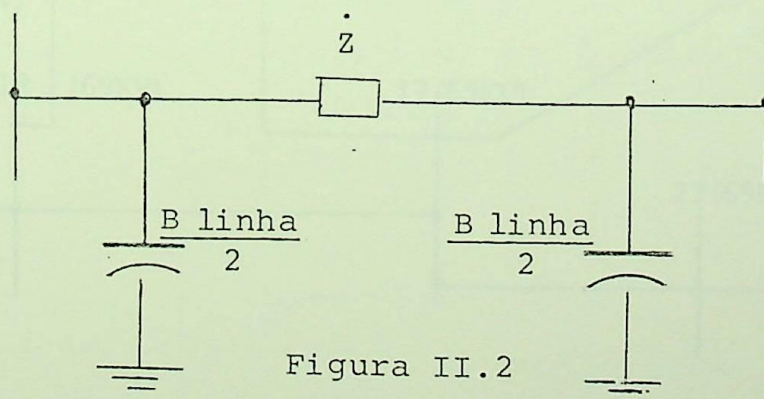


Figura II.2

Ainda assim, não constam nas tabelas as barras de balanço. São elas:

- Para a área de "CURITIBA" é a de número 19
- Para a área "OESTE" é a de número 12

II. 2.1 Área de Curitiba

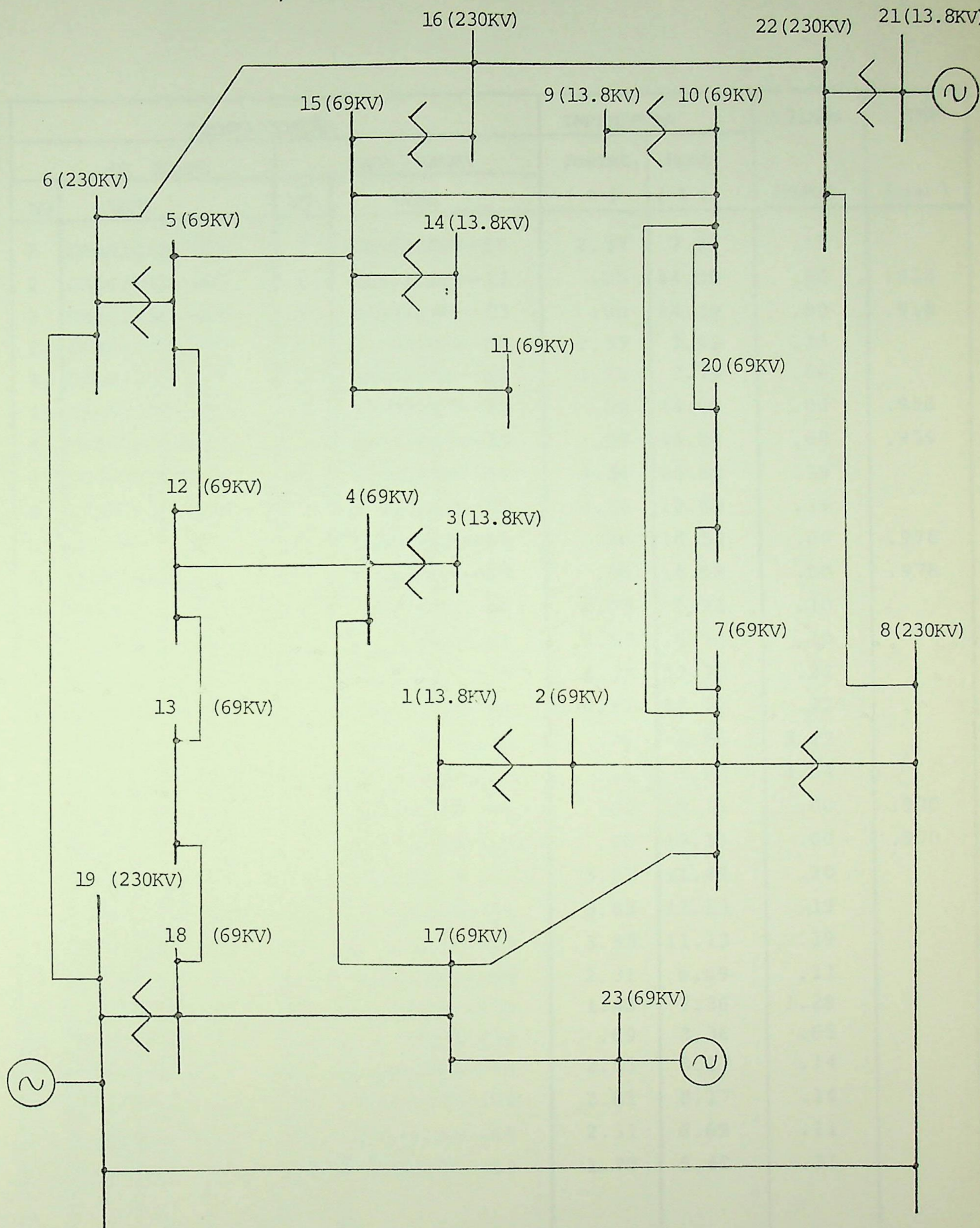


FIGURA II.3 - ÁREA DE CURITIBA

IDENTIFICAÇÃO				IMPEDÂNCIA		B linha	TAP
DA BARRA		PARA BARRA		Resist.	Reat.		
Nº	NOME	Nº	NOME	(%)	(%)	(MVar)	(pu)
2	CBA01CAP--69	7	CBA04UBR--69	2.37	7.92	.15	
2	CBA01CAP--69	1	CBA01CAP--13	.00	44.00	.00	.918
2	CBA01CAP--69	1	CBA01CAP--13	.00	44.00	.00	.918
2	CBA01CAP--69	7	CBA04UBR--69	2.37	7.92	.15	
4	CBA02SQT--69	12	CBA07BGI--69	1.29	3.74	.06	
4	CBA02SQT--69	3	CBA02SQT--13	.00	44.00	.00	.956
4	CBA02SQT--69	3	CBA02SQT--13	.00	44.00	.00	.956
4	CBA02SQT--69	17	CBA01PIN--69	4.36	10.58	.19	
4	CBA02SQT--69	17	CBA01PIN--69	4.36	10.58	.19	
6	CBA03CC0-230	5	CBA03CC0--69	.00	18.58	.00	.978
6	CBA03CC0-230	5	CBA03CC0--69	.00	18.58	.00	.978
5	CBA03CC0--69	12	CBA07BGI--69	2.03	5.91	.10	
5	CBA03CC0--69	12	CBA07BGI--69	2.03	5.91	.10	
5	CBA03CC0--69	15	CBA09PIL--69	4.37	12.70	.22	
5	CBA03CC0--69	15	CBA09PIL--69	4.37	12.70	.22	
6	CBA03CC0-230	16	CBA09PIL-230	.36	1.86	3.22	
6	CBA03CC0-230	19	CBA11UMB-230	.51	2.62	4.54	
8	CBA04UBR-230	7	CBA04UBR--69	.00	19.11	.00	.970
8	CBA04UBR-230	7	CBA04UBR--69	.00	19.11	.00	.970
7	CBA04UBR--69	10	CBA05ABA--69	3.93	11.42	.20	
7	CBA04UBR--69	17	CBA01PIN--69	3.83	11.13	.19	
7	CBA04UBR--69	17	CBA01PIN--69	3.83	11.13	.19	
7	CBA04UBR--69	20	CBA12TAR--69	2.31	6.69	.11	
8	CBA04UBR-230	22	GPSOUZA--230	1.45	7.36	1.29	
19	CBA11UMB-230	8	CBA04UBR-230	.69	3.36	.65	
10	CBA05ABA--69	15	CBA09PIL--69	2.81	8.17	.14	
10	CBA05ABA--69	15	CBA09PIL--69	2.81	8.17	.14	
10	CBA05ABA--69	20	CBA12TAR--69	2.31	6.69	.11	
11	CBA06CEN--69	15	CBA09PIL--69	1.70	5.42	.11	

TABELA II.1 - Dados de linhas e transformadores

ÁREA DE CURITIBA

IDENTIFICAÇÃO				IMPEDÂNCIA		B linha	TAP
DA BARRA		PARA BARRA		Resist.	Reat.		
Nº	NOME	Nº	NOME	(%)	(%)	(MVar)	(pu)
11	CBA06CEN--69	15	CBA09PIL--69	1.70	5.42	.11	
10	CBA05ABA--69	9	CBA05ABA--13	.00	44.00	.00	.956
10	CBA05ABA--69	9	CBA05ABA--13	.00	44.00	.00	.956
12	CBA07BGI--69	13	CBA08CIC--69	1.83	5.32	.09	
12	CBA07BGI--69	13	CBA08CIC--69	1.83	5.32	.09	
13	CBA08CIC--69	18	CBAllUMB--69	3.35	9.75	.17	
13	CBA08CIC--69	18	CBAllUMB--69	3.35	9.75	.17	
16	CBA09PIL-230	15	CBA09PIL--69	.00	19.00	.00	.943
17	CBA01PIN--69	18	CBAllUMB--69	2.40	6.99	.12	
17	CBA01PIN--69	18	CBAllUMB--69	2.40	6.99	.12	
17	CBA01PIN--69	23	GUARICAN--69	27.24	44.52	.66	
17	CBA01PIN--69	23	GUARICAN--69	27.24	44.52	.66	
16	CBA09PII-230	22	GPSOUZA--230	1.21	6.02	1.11	
22	GPSOUZA--230	21	GPSOUZA---13	.00	4.82	.00	1.043
15	CBA09PIL--69	14	CBA09PIL--13	.00	44.00	.00	.956
15	CBA09PIL--69	14	CBA09PIL--13	.00	44.00	.00	.956
19	CBAllUMB-230	18	CBAllUMB--69	.00	18.87	.00	.956
19	CBAllUMB-230	18	CBAllUMB--69	.00	18.87	.00	.956

TABELA II.1 - Dados de linhas e transformadores-

ÁREA DE CURITIBA

IDENTIFICAÇÃO		TENSÃO		CARGA		GERAÇÃO			
Nº	NOME	Módulo (pu)	Ângulo (graus)	Pot.	Pot.	Pot.	Pot.	Limite do	
				Ativa (MW)	Reativa (MVar)	Ativa (MW)	Reativa (MVar)	Reativo	
								INF. (MVar)	SUP. (MVar)
1	CBA01CAP--13	.986	-14.7	53.30	21.10				
2	CBA01CAP--69	.954	-8.2						
3	CBA02SQT--13	.978	-10.4	28.00	16.20				
4	CBA02SQT--69	.972	-6.9						
5	CBA03CC0--69	.987	-6.2						
6	CBA03CC0-230	1.000	-1.4	60.00	14.00				
7	CBA04UBR--69	.973	-7.1	60.90	24.10				
8	CBA04UBR-230	1.004	-5						
9	CBA05ABA--13	.994	-10.0	16.40	6.30				
10	CBA05ABA--69	.964	-7.9						
11	CBA06CEN--69	.955	-8.8	53.90	21.30				
12	CBA07BGI--69	.977	-6.8	34.90	13.80				
13	CBA08CIC--69	.979	-6.8	44.00	17.40				
14	CBA09PIL--13	.996	-10.1	16.50	6.50				
15	CBA09PIL--69	.966	-8.0	48.90	22.10				
16	CBA09PIL-230	.998	-8						
17	CBA01PIN--69	.981	-6.3	26.00	10.30				
18	CBAl1UMB--69	.998	-5.7	27.00	10.70				
19	CBAl1UMB-230	1.025	.0			259.7	220.3		
20	CBAl2TAR--69	.965	-7.8	14.20	5.60				
21	GPSOUZA---13	1.030	8.8			227.	97.5	-100.	100.
22	GPSOUZA--230	1.033	2.7	30.00	5.00				
23	GUARICAN--69	1.000	-7			36.	-11.9	-16.0	16.0

TABELA II.2 - Dados de barra referentes ao caso base
ÁREA DE CURITIBA

BARRA	FLUXO DE POTÊNCIA		
	P/BARRA	POTÊNCIA ATIVA	POTÊNCIA REAT.
	Nº	(MW)	(MVar)
1	2	-26.61	-10.54
	2	-26.61	-10.54
2	1	26.61	14.25
	1	26.61	14.25
	7	-26.60	-14.25
	7	-26.60	-14.25
3	4	-13.99	-8.10
	4	-13.99	-8.10
4	3	13.99	9.30
	3	13.99	9.30
	12	-6.53	-11.13
	17	-10.72	-3.74
5	17	-10.72	-3.74
	6	-45.91	-16.91
	6	-45.91	-16.91
	12	19.88	9.55
	12	19.88	9.55
	15	26.03	7.41
6	15	26.03	7.41
	5	45.91	21.48
	5	45.91	21.48
	16	-44.59	19.47
	19	-107.30	-76.40
7	2	26.84	14.90
	2	26.84	14.90
	8	-60.29	-28.42
	8	-60.29	-28.42
	10	13.28	2.74
	17	-12.88	-2.44

TABELA II.3 - Fluxo de potência nas linhas
e transformadores referentes
ao caso base

ÁREA DE CURITIBA

BARRA	FLUXO DE POTÊNCIA		
	P/BARRA	POTÊNCIA ATIVA	POTÊNCIA REAT.
	Nº	(MW)	(MVar)
8	17	-12.88	-2.44
	20	18.45	5.20
	7	60.29	37.39
	7	60.29	37.39
	19	-38.18	-53.96
	22	-82.50	-20.78
9	10	-8.19	-3.15
	10	-8.19	-3.15
10	7	-13.20	-2.70
	9	8.19	3.49
	9	8.19	3.49
	15	.54	-2.37
	15	.54	-2.37
	20	-4.16	.46
11	15	-26.88	-10.66
	15	-26.88	-10.66
12	4	6.55	11.14
	5	-19.78	-9.35
	5	-19.78	-9.35
	13	-.92	-3.13
	13	-.92	-3.13
	12	.92	3.05
13	12	.92	3.05
	18	-22.90	-11.74
	18	-22.90	-11.74
	15	-8.24	-3.25
14	15	-8.24	-3.25
	15	-8.24	-3.25
15	5	-25.70	-6.66
	5	-25.70	-6.66

TABELA II.3 - Fluxo de potência nas linhas e transformadores referentes ao caso base

ÁREA DE CURITIBA

BARRA	FLUXO DE POTÊNCIA		
	P/BARRA	POTÊNCIA ATIVA	POTÊNCIA REAT.
	Nº	(MW)	(MVar)
16	10	- .53	2.25
	10	- .53	2.25
	11	27.04	11.05
	11	27.04	11.05
	14	8.24	3.60
	14	8.24	3.60
	16	-67.04	-42.47
	6	44.68	-22.23
	15	67.04	55.29
	22	-111.80	-33.03
17	4	10.78	3.70
	4	10.78	3.70
	7	12.95	2.46
	7	12.95	2.46
	18	-19.68	-18.20
18	18	-19.68	-18.20
	23	-17.04	6.90
	23	-17.04	6.90
	13	23.13	12.25
	13	23.13	12.25
	17	19.86	18.60
	17	19.86	18.60
	19	-56.53	-36.17
	19	-56.53	-36.17
	6	108.16	76.20
19	8	38.48	54.74
	18	56.53	44.69
	18	56.53	44.69
	20	-18.36	-5.05

TABELA II.3 - Fluxo de potência nas linhas e transformadores referentes ao caso base.

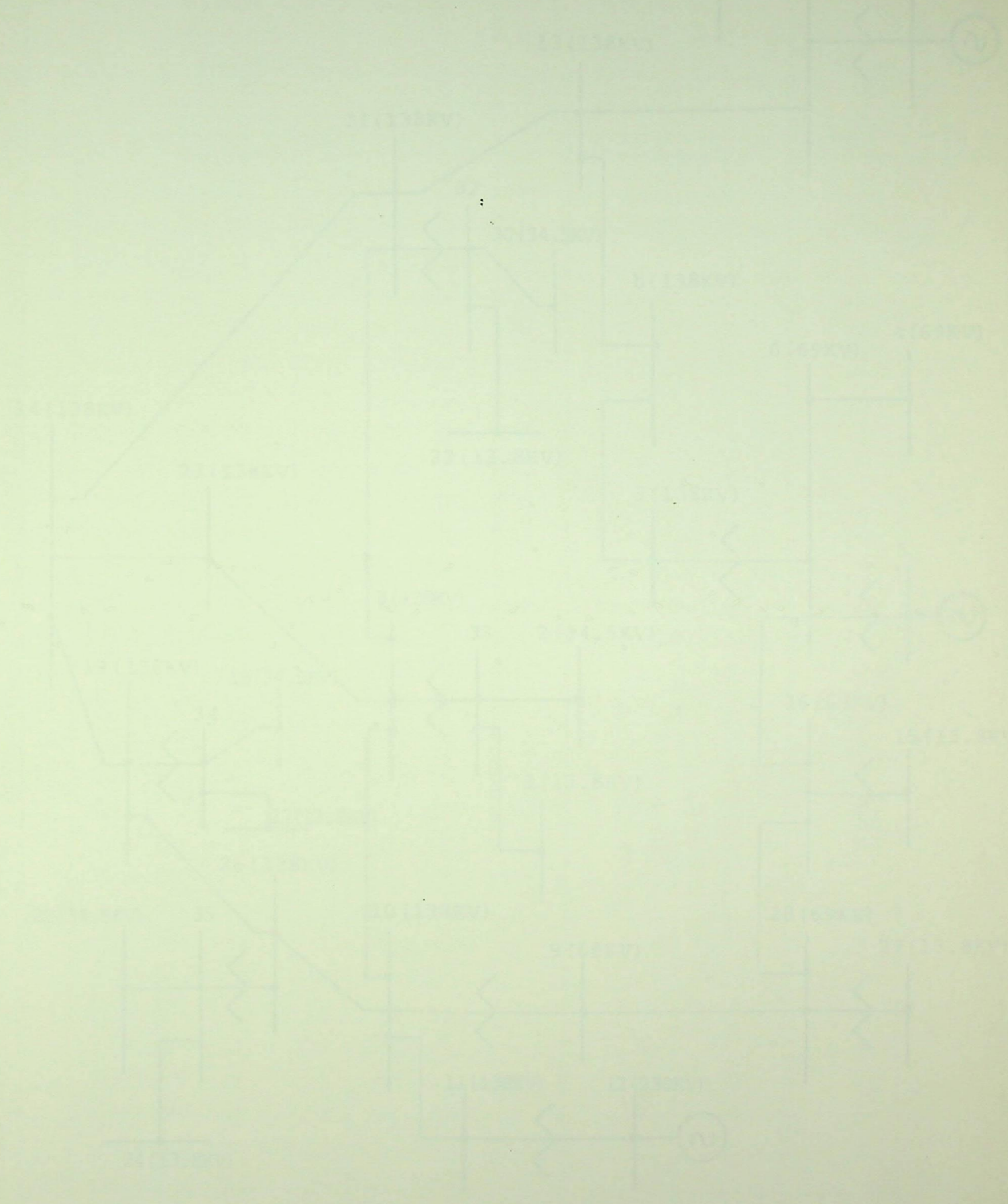
ÁREA DE CURITIBA

BARRA Nº	FLUXO DE POTÊNCIA		
	P/BARRA Nº	POTÊNCIA ATIVA (MW)	POTÊNCIA REAT. (MVar)
	10	4.17	-.54
21	22	227.00	97.51
22	8	83.54	24.70
	16	: 113.45	40.09
	21	-227.00	-69.78
23	17	18.01	-5.96
	17	18.01	-5.96

TABELA II.3- Fluxo de potência nas linhas e transformadores referentes ao caso base.

ÁREA DE CURITIBA

II.2.2 Área Oeste



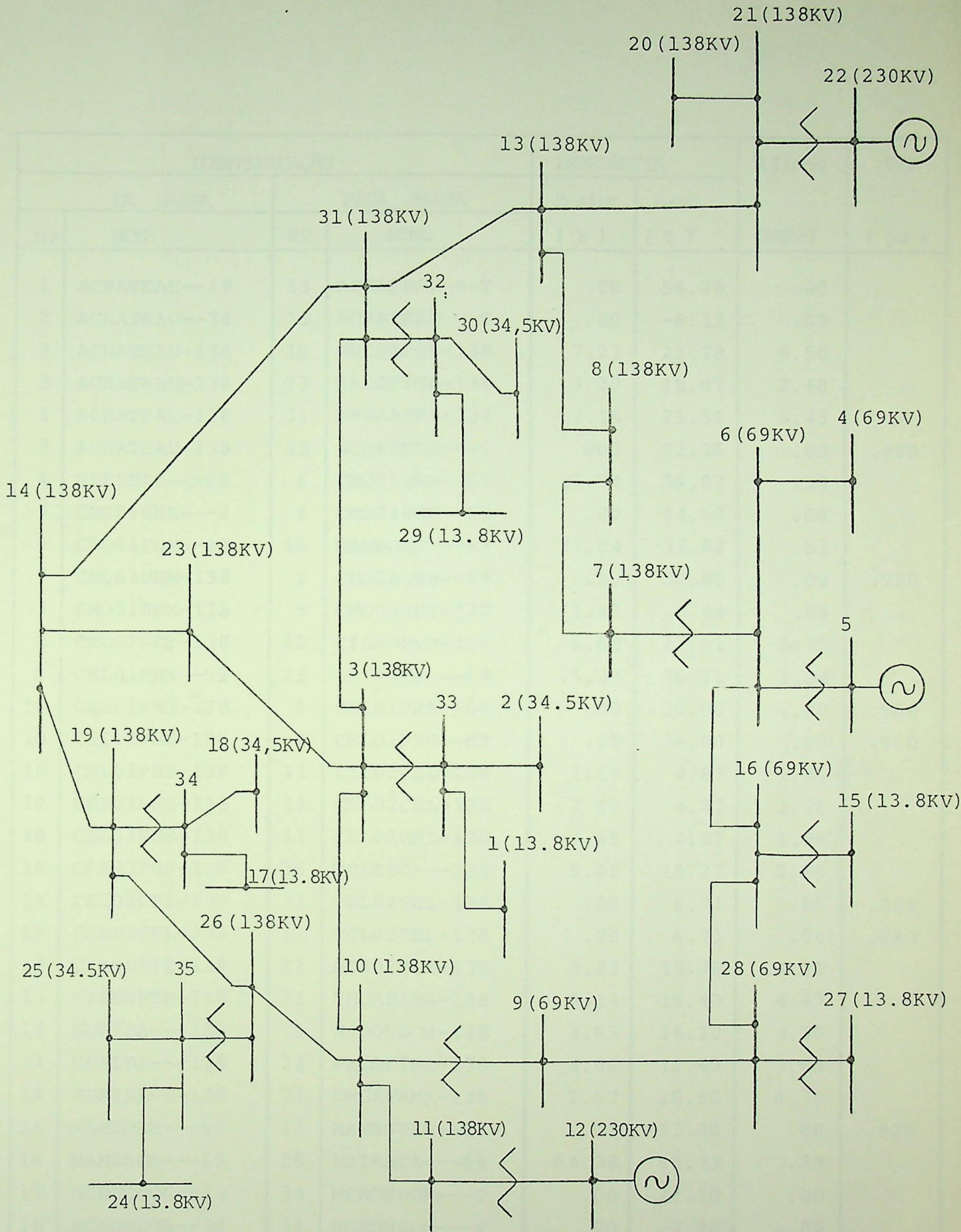


FIGURA II.4 ÁREA OESTE

IDENTIFICAÇÃO				IMPEDÂNCIA		B linha (MVar)	TAP (pu)
DA BARRA		PARA BARRA		Resist.	Reat.		
Nº	NOME	Nº	NOME	(%)	(%)		
1	ACHATEAU--13	33	ACHATEAU---T	.00	56.20	.00	
2	ACHATEAU--34	33	ACHATEAU---T	.00	-6.12	.00	
3	ACHATEAU-138	10	CEL01PHS-138	7.21	21.78	5.50	
3	ACHATEAU-138	23	PALOTINA-138	3.30	10.07	2.48	
3	ACHATEAU-138	31	UMUARAMA-138	7.14	21.59	5.43	
3	ACHATEAU-138	33	ACHATEAU---T	.00	92.36	.00	.900
4	BFERRAZ---69	6	CMO01UHM--69	37.74	39.93	.50	
5	CMO01UHM---2	6	CMO01UHM--69	.00	94.67	.00	
6	CMO01UHM--69	16	MAMBORE---69	37.04	37.82	.51	
7	CMO01UHM-138	6	CMO01UHM--69	.00	50.00	.00	.920
7	CMO01UHM-138	8	CMO02SDT-138	1.49	3.48	.85	
8	CMO02SDT-138	13	CIANORTE-138	5.65	12.01	2.70	
9	CEL01PHS--69	28	UBIPATA---69	75.37	76.95	1.04	
10	CEL01PHS-138	9	CEL01PHS--69	.00	36.00	.00	.960
10	CEL01PHS-138	9	CEL01PHS--69	.00	36.00	.00	.960
10	CEL01PHS-138	11	CEL02CEL-138	1.69	4.87	1.36	
10	CEL01PHS-138	11	CEL02CEL-138	1.69	4.87	1.36	
10	CEL01PHS-138	11	CEL02CEL-138	1.69	4.87	1.36	
10	CEL01PHS-138	26	TOLEDO---138	5.02	10.27	2.56	
12	CEL02CEL-230	11	CEL02CEL-138	.00	6.71	.00	.920
12	CEL02CEL-230	11	CEL02CEL-138	.00	6.71	.00	.920
13	CIANORTE-138	21	MGA02MGA-138	8.83	18.76	4.32	
13	CIANORTE-138	31	UMUARAMA-138	9.14	19.40	4.47	
14	GUAIRA---138	19	MCRONDON-138	4.65	14.20	3.50	
14	GUAIRA---138	23	PALOTINA-138	4.06	12.40	3.05	
14	GUAIRA---138	31	UMUARAMA-138	2.57	28.80	6.70	
16	MAMBORE---69	15	MAMBORE---13	.00	53.00	.00	.920
16	MAMBORE---69	28	UBIRATA---69	64.38	65.73	.89	
17	MCRONDON--13	34	MCRONDON---T	.00	26.10	.00	
18	MCRONDON--34	34	MCRONDON---T	.00	-3.98	.00	
19	MCRONDON-138	26	TOLEDO---138	4.64	9.50	2.36	

TABELA II.4 - Dados de linhas e transformadores.

IDENTIFICAÇÃO				IMPEDÂNCIA		B linha (MVar)	TAP (pu)
DA BARRA		PARA BARRA		Resist. (%)	Reat. (%)		
Nº	NOME	Nº	NOME				
19	MCRONDON-138	34	MCRONDON---T	.00	53.90	.00	.920
20	MGA01JAL-138	21	MGA02MGA-138	1.56	3.24	.78	
22	MGA02MGA-230	21	MGA02MGA-138	.00	6.64	.00	.930
22	MGA02MGA-230	21	MGA02MGA-138	.00	6.64	.00	.930
24	TOLEDO----13	35	TOLEDO-----T	.00	56.20	.00	
25	TOLEDO----34	35	TOLEDO-----T	.00	-6.12	.00	
26	TOLEDO---138	35	TOLEDO-----T	.00	92.36	.00	.900
28	UBIRATA---69	27	UBIRATA---13	.00	53.00	.00	.930
29	UMUARAMA--13	32	UMUARAMA---T	.00	26.10	.00	
30	UMUARAMA--34	32	UMUARAMA---T	.00	-3.98	.00	
31	UMUARAMA-138	32	UMUARAMA---T	.00	53.90	.00	.850

TABELA II.4 - Dados de linhas e transformadores

ÁREA OESTE

IDENTIFICAÇÃO		TENSÃO		CARCA		GERAÇÃO			
Nº	NOME	Módulo (pu)	Ângulo (graus)	Pot.	Pot.	Pot.	Pot.	Limite do	
				Ativa (MW)	Reativa (MVar)	Ativa (MW)	Reativa (MVar)	Reativo	
								INF. (MVar)	SUP. (MVar)
1	ACHATEAU--13	.997	-20.8	3.80	1.00				
2	ACHATEAU--34	1.004	-19.4	5.00	2.50				
3	ACHATEAU-138	.935	-15.1						
4	BFERRAZ---69	.954	-24.7	2.50	1.00				
5	CMO01UHM---2	1.000	-21.3	2.20	.90	7.50	4.5	-5.0	5.0
6	CMO01UHM--69	.967	-24.2						
7	CMO01UHM-138	.919	-24.8						
8	CMO02SDT-138	.921	-24.9	9.50	3.80				
9	CEL01PHS--69	1.045	-8.4						
10	CEL01PHS-138	1.002	-6.8	61.80	13.40				
11	CEL02CEL-138	1.019	-5.0	64.50	23.40				
12	CEL02CEL-230	.960	.0			275.7	87.6		
13	CIANORTE-138	.937	-24.6	14.60	5.80				
14	GUAIRA---138	.916	-16.4	18.60	7.40				
15	MAMBORE---13	.993	-24.5	7.20	2.80				
16	MAMBORE---69	.928	-22.3						
17	MCRONDON--13	.989	-16.6	5.00	2.00				
18	MCRONDON--34	.995	-15.7	4.30	1.30				
19	MCRONDON-138	.932	-13.0						
20	MGA01JAL-138	.992	-26.8	50.70	7.20				
21	MGA02MGA-138	1.002	-25.9	60.90	17.40				
22	MGA02MGA-230	.950	-23.8			116.0	61.2	-100	100
23	PALOTINA-138	.923	-16.0	10.30	4.10				
24	TOLEDO----13	.981	-19.3	6.00	3.60				
25	TOLEDO----34	1.003	-17.0	8.20	2.00				
26	TOLEDO---138	.958	-10.2						
27	UBIRATA---13	.986	-19.2	8.10	3.20				
28	UBIRATA---69	.934	-16.7						
29	UMUARAMA--13	.980	-31.7	11.50	4.00				
30	UMUARAMA--34	.994	-29.5	20.00	8.50				

TABELA II.5 - Dados de barra referentes ao caso base

ÁREA OESTE

IDENTIFICAÇÃO		TENSÃO		CARGA		GERAÇÃO			
Nº	NOME	Módulo (pu)	Ângulo (graus)	Pot.	Pot.	Pot.	Pot.	Limite do	
				Ativa (MW)	Reativa (MVar)	Ativa (MW)	Reativa (MVar)	Reativo INF. (MVar)	SUP. (MVar)
31	UMUARAMA-138	.913	-20.8	7.80	1.00				
32	UMUARAMA---T	.991	-30.0						
33	ACHATEAU---T	1.003	-19.6						
34	MCRONDON---T	.994	-15.8						
35	TOLEDO-----T	1.002	-17.3						

TABELA II.5 - Dados de barra referentes ao caso base

AREA OESTE

BARRA	FLUXO DE POTÊNCIA		
	P/BARRA	POTÊNCIA ATIVA	POTÊNCIA REAT.
	Nº	(MW)	(MVAR)
1	33	-3.80	-1.00
2	33	-5.00	-2.50
3	10	-63.25	-5.50
	23	15.81	4.72
	31	38.64	-3.61
	33	8.80	4.40
4	6	-2.50	-1.00
5	6	5.30	3.64
6	4	2.53	.57
	5	-5.30	-3.25
	7	1.89	-6.25
	16	.88	8.93
7	6	-1.89	6.48
	8	1.89	-6.48
8	7	-1.88	5.78
	13	-7.62	-9.58
9	10	-8.75	.65
	10	-8.75	.65
	28	17.50	-1.31
10	3	66.56	10.33
	9	8.75	-.40
	9	8.75	-.40
	11	-69.55	-11.80
	11	-69.55	-11.80
	11	-69.55	-11.80
	26	62.78	12.46
11	10	70.38	12.82
	10	70.38	12.82
	10	70.38	12.82

TABELA II.6- Fluxo de potência nas linhas e transformadores referentes ao caso base.

ÁREA OESTE

BARRA	FLUXO DE POTÊNCIA		
	P/BARRA	POTÊNCIA ATIVA	POTÊNCIA REAT.
	Nº	(MW)	(MVAR)
12	12	-137.83	-30.93
	12	-137.83	-30.93
	11	137.83	43.82
	11	137.83	43.82
13	8	7.70	7.43
	21	-3.00	-33.01
	31	-19.29	19.78
14	19	-35.41	.51
	23	-5.38	-4.95
	31	22.20	-2.95
15	16	-7.20	-2.80
16	6	-.55	-9.05
	15	7.20	3.12
	28	-6.65	5.93
17	34	-5.00	-2.00
18	34	-4.30	-1.30
19	14	36.11	-1.37
	26	-45.41	-2.53
	34	9.30	3.90
20	21	-50.70	-7.20
21	13	3.99	31.03
	20	51.12	7.29
	22	-58.00	-27.86
	22	-58.00	-27.86
22	21	58.00	30.60
	21	58.00	30.60
23	3	-15.70	-6.54
	14	5.40	2.44
24	35	-6.00	-3.60

TABELA II.6- Fluxo de potência nas linhas e transformadores referentes ao caso base.

ÁREA OESTE

BARRA Nº	FLUXO DE POTÊNCIA		
	P/BARRA Nº	POTÊNCIA ATIVA (MW)	POTÊNCIA REAT. (MVar)
25	35	-8.20	-2.00
26	10	-60.72	-10.68
	19	46.51	2.68
	35	14.20	8.01
27	28	-8.10	-3.20
28	9	-15.38	2.45
	16	7.28	-6.06
	27	8.10	3.61
29	32	-11.48	-4.00
30	32	-20.02	-8.50
31	3	-37.42	2.66
	13	20.17	-21.74
	14	-22.05	- .96
	32	31.50	19.04
32	29	11.48	4.40
	30	20.02	8.31
	31	-31.50	-12.71
33	1	3.80	1.09
	2	5.00	2.48
	3	-8.80	-3.57
34	17	5.00	2.08
	18	4.30	1.29
	19	-9.30	-3.37
35	24	6.00	3.89
	25	8.20	1.96
	26	-14.20	-5.84

TABELA II.6- Fluxo de potência nas linhas e transformadores referentes ao caso base.

ÁREA OESTE

II.3 TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO

Os modelos devem ser verificados dentro de um ambiente para o qual se propõem. Este ambiente é o da otimização. Assim sendo, o que se fará é medir a adequabilidade dos modelos por meio da programação linear utilizando duas áreas do sistema elétrico de transmissão da COPEL com desempenho elétrico distintos.

A otimização será feita buscando minimizar a quantidade de potência reativa a ser instalada ($\sum |B_i|$) e não do investimento como é o propósito do trabalho. Porém, as conclusões não serão prejudicadas pelo tipo de condução do que será minimizado, uma vez que estaremos fundamentalmente preocupados neste capítulo é com a validade da linearização e não com o que esteja sendo minimizado. No capítulo subsequente tratar-se-á da minimização do investimento.

As variáveis de controle, com exceção das fontes de reativo que podem ser instaladas, já existem no sistema e não introduzem custos adicionais mas podem não ser o suficiente para produzir um bom nível de tensão em todo o sistema, por terem limites inferior e superior que devem ser observados.

Já as fontes de reativo que podem ser instaladas representam custos adicionais. Além disso, o total de reativo que pode fornecer uma fonte de reativo em uma barra está limitado por restrições técnicas. É o caso do transformador de 3 enrolamentos para o qual há um limite ao reativo da fonte passível de locação no secundário. Isto porque podem surgir tensões indesejáveis no terciário se o limite for violado.

Ao lado destas restrições, as variáveis de estado e as de distúrbio podem ter também as suas restrições com limites inferior e superior.

Assim, o que se deseja é obter variações nas variáveis de estado de tal modo que permaneçam dentro dos seus limites, com o mínimo reativo. Isto implica:

- Maximizar o uso das variáveis de controle, excetuando-se as fontes de reativo que podem ser instaladas, e as de distúrbio.

- Minimizar o uso das fontes de reativo que podem ser instaladas.

Logo, a função objetivo e as restrições podem ser escritas como:

$$\text{minimizar } F = \sum_i |\Delta B_i| + \varepsilon \sum_j \Delta u'_j + \varepsilon \sum_\ell \Delta p_\ell \quad (\text{II.1})$$

com: ε sendo um valor muito pequeno sujeito a:

$$\frac{\Delta X}{\min} \leq \frac{S}{u} \frac{\Delta U}{u} + \frac{S}{p} \frac{\Delta P}{p} \leq \frac{\Delta X}{\max} \quad (\text{II.2})$$

$$|\Delta B_i| \leq |\Delta B_{i \max}| \quad (\text{II.3})$$

$$\frac{\Delta U'}{\min} \leq \Delta U' \leq \frac{\Delta U'}{\max} \quad (\text{II.4})$$

$$\frac{\Delta P}{\min} \leq \Delta P \leq \frac{\Delta P}{\max} \quad (\text{II.5})$$

em que:

$\underline{\Delta X}$ - é o vetor de variações das variáveis de estado

$\underline{\Delta U}$ - é o vetor de variações das variáveis de controle

$\underline{\Delta P}$ - é o vetor de variações das variáveis de distúrbio

$\underline{\Delta U}'$ - é o vetor de variações das variáveis de controle, excetuando-se as devidas fontes de reativo que podem ser instaladas.

ΔB_i - representa a susceptância ou a potência reativa nominal, tanto um como o outro em pu, da fonte de reativo que pode ser instalada na barra "i".

$\Delta u'_j$ - é o componente de ordem "j" no vetor $\underline{\Delta U}'$

Δp_ℓ - é o componente de ordem "l" no vetor $\underline{\Delta P}$

Na função objetivo foram somadas às susceptâncias das fontes passíveis de locação, as variações sofridas pelas variáveis de distúrbio e de controle em que, neste grupo, excetua-se as fontes adicionais de reativo. Isto foi feito tão somente com o intuito de deixar latente que, uma vez atribuído a ϵ um valor pequeno ($\epsilon \ll 1$) tanto quanto se queira, forçosamente serão exploradas ao máximo as variáveis de controle ($\Delta u'_j$) e as de distúrbio (Δp_ℓ) antes da utilização das fontes adicionais de reativo. Na prática se faz ϵ igual a zero.

A equação (II.2) estabelece o balanço de potência das barras. Havendo valores não nulos em ΔU e ou em ΔP , tem-se em contrapartida variações em ΔX ($\Delta X = S_u \Delta U + S_p \Delta P$) cujos limites devem ser observados. É obvio que nem todas as variáveis de estado estão sujeitas a restrições e, portanto, os limites da equação (II.2) serão postos somente sobre as que forem necessárias.

A técnica de solução é a do simplex revisado.

Uma vez obtida a solução ótima, os valores das variáveis são obtidas somando-se ao valor inicial as variações:

$$\underline{X} = \underline{X}^0 + \underline{\Delta X} \quad (\text{II.6})$$

$$\underline{U} = \underline{U}^0 + \underline{\Delta U} \quad (\text{II.7})$$

$$\underline{P} = \underline{P}^0 + \underline{\Delta P} \quad (\text{II.8})$$

II. 3 . 1 - Considerações Adicionais

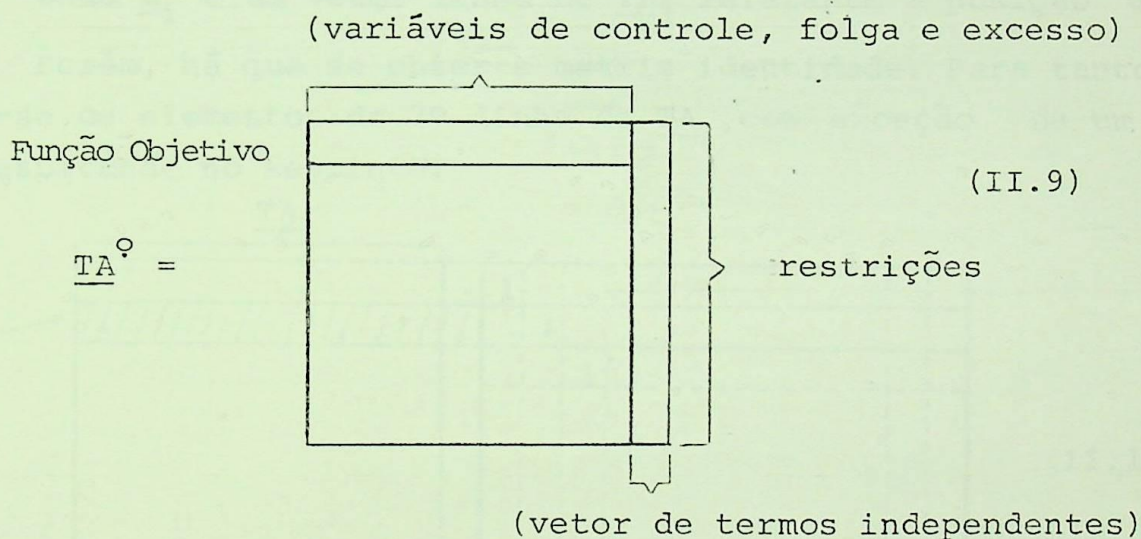
Neste capítulo, o método das duas fases para o simplex revisado foi o recurso utilizado.

Dentre os processos de simulação de perda de um circuito o primeiro aqui tratado como o " 1º MÉTODO ", exige a adaptação da matriz de sensibilidade do caso base através de alterações em todos os seus componentes. Isto conduz a que se processe a otimização de cada caso de emergência como um caso a parte, sem o aproveitamento das iterações dos casos anteriores.

No entanto, o " 2º MÉTODO " apresenta características que podem ser exploradas e que diz respeito ao fato de não provocar alterações na matriz de sensibilidade, tão apenas comanda a inclusão de 4 equações adicionais ao processo de otimização. Semelhante particularidade enseja a divisão da fase 1 em duas outras fases, aqui denominadas fase 1-A e fase 1-B. A intenção reside na utilização da solução extraída do caso base na fase 1 como sendo parte comum da solução inicial para a fase 1 de toda e qualquer emergência quando executada pelo "2º MÉTODO".

O procedimento pode ser esclarecido pelos passos seguintes. É evidente que a sim chamada fase 1-B ganha conotações de uma "pós-otimização".

Imaginemos agora que a tabela original referente ao caso base tenha a forma abaixo:

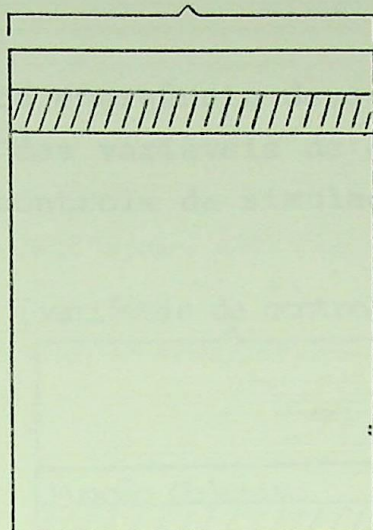


Para permitir a execução da fase 1, faz-se necessária a inclusão das variáveis artificiais e de uma outra função objetivo à $\underline{TA}^0$, logo:

[illegible]

(variáveis de controle, folga e excesso)

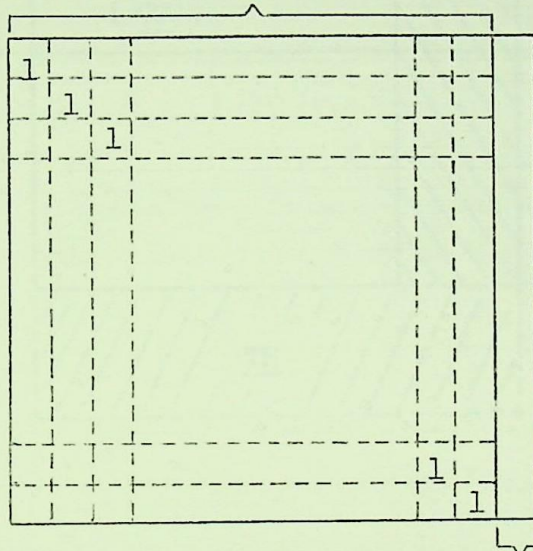
$\underline{TA} =$



(II.12)

(variáveis artificiais)

$\underline{TU} =$



(II.13)

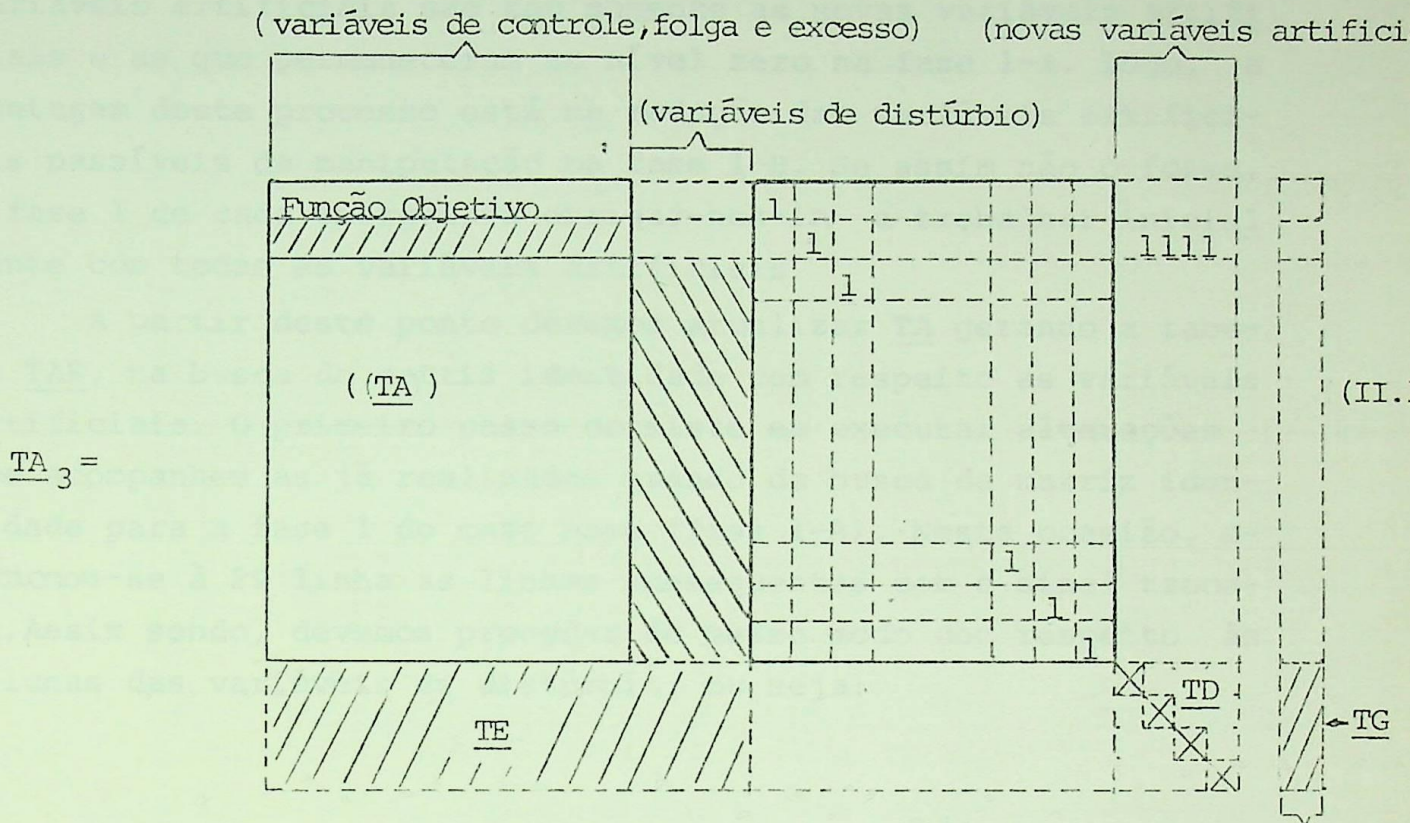
(novo vetor de termos independentes)

A tabela $\underline{TA}$ é mantida intacta durante toda a fase 1 enquanto a $\underline{TU}$ é atualizada, espelhando sempre a inversa da matriz que poderia ser constituída com os vetores da base. O vetor de termos independentes fornece, a cada iteração, o valor das variáveis que estão na base.

Encerrada a fase 1 para o caso base, armazena-se a matriz $\underline{TU}$ que será reaproveitada em cada uma das emergências.

Para cada simulação de perda de um circuito, deve-se atualizar $\underline{TA}$ e $\underline{TU}$. O processo, em linhas gerais, se delinea como segue.

Para cada emergência deve-se incluir na tabela TA quatro equações além das variáveis de distúrbio que exerçam os cortes de carga e o controle da simulação de perda do circuito, ou seja:



onde:

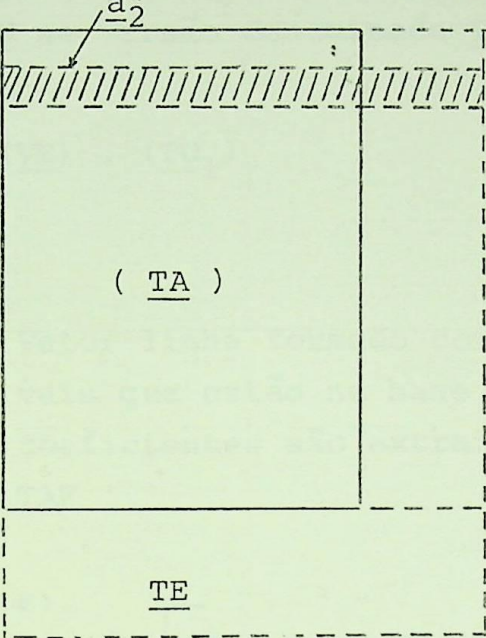
TE = Representa as quatro equações adicionais necessárias à simulação da perda de um circuito.

TD = Matriz diagonal em que os seus componentes podem ser 1 ou -1 . O -1 se faz necessário para que em função dos valores das variáveis colocadas na base (solução da fase 1 do caso base) antes da expansão da tabela TA, o valor das novas variáveis artificiais não se tornem negativas.

TG = Vetor com as grandezas que satisfazem as equações responsáveis pela simulação da perda de um circuito, quando a solução é a da fase 1 do caso base.

Onde $\underline{m}_i$ é um vetor linha de TAE que diz respeito tão somente às variáveis de distúrbio e "n" é o número de linhas de TA (e não de TAE),

O segundo passo completa o objetivo em se obter a matriz identidade resultando em alterações tanto em TAE como em TU, isto é:



TAE =

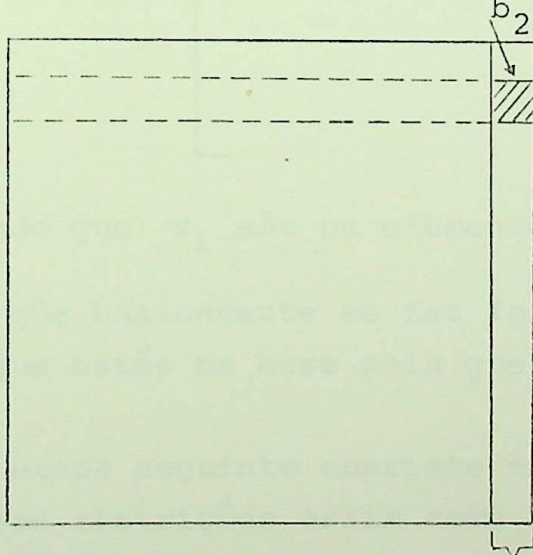
(TA)

TE

$\underline{a}'_2 = \text{nova linha} = \underline{a}_2 - \sum_{\text{linhas}} [(\underline{TD}) \cdot (\underline{TE})]$

(II.16)

Onde $\underline{a}_2$ é a linha dois da tabela TAE antes da alteração e $\underline{a}'_2$ é a mesma linha porém após a alteração.



TU₁ =

$\underline{b}'_2 = \underline{b}_2 - \sum_{\text{linhas}} [(\underline{TD}) \cdot (\underline{TG})]$

(II.17)

(vetor de termos independentes)

Onde b_2 é o segundo elemento no vetor de termos independentes de $\underline{TU}$ antes da alteração e b'_2 é o mesmo porém após a alteração.

Na atualização de $\underline{TA}$, a segunda linha de $\underline{TAE}$ foi alterada. Portanto, os vetores que estão na base na solução da fase 1-A, tem os seus segundos elementos modificados. Assim sendo, deve-se atualizar $\underline{TU}$ na versão denominada $\underline{TU}_1$, ou ainda:

$$\underline{Z} = (\underline{VE}) \cdot (\underline{TU}_1) \quad (\text{II.18})$$

onde:

$\underline{VE}$ = Vetor linha formado com os coeficientes das variáveis que estão na base ao término da fase 1-A. Os coeficientes são extraídos da 2ª linha da tabela TAE

em que:

$$\underline{TU}_2 = \underline{TU}_1 \cdot \begin{bmatrix} 1 & & & & \\ -z_1/z_2 & 1/z_2 & -z_3/z_2 & \dots & -z_m/z_2 \\ & 1 & & & \\ & & \ddots & & \\ & & & 1 & \\ & & & & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{II.19})$$

dado que z_i são os elementos do vetor $\underline{Z}$

O que basicamente se fez foi substituir as 2ª linhas dos vetores que estão na base pela que se estabelece após a alteração.

A etapa seguinte consiste em atualizar $\underline{TU}_2$ dada a inclusão de novas restrições assim como das novas variáveis artificiais.

Dado que:

(variáveis de distúrbio)

TAE =

 (II.20)

(variáveis que estão na base)

então:

TE' = Tabela formada com os coeficientes das 4 equações que permitem simular a perda de um circuito, porém somente aqueles cujas variáveis estão na base.

Assim posto, vem:

(novas variáveis artificiais)

TUE =

(<u>TU</u> ₂)	<u>ø</u>
	<u>TD</u>

 (II.21)

- (TD)⁻¹ . (TE') . (TU₂)

Logo, a fase 1-B inicia o processo com a tabela TAE, a matriz TUE e a solução da fase 1-A em conjunto com o das novas variáveis artificiais.

Para os casos em que se utiliza a forma produto da inversa para a matriz TU, a correspondente TUE para emergências pode ser obtida explorando vantagens semelhantes às expostas até então para a sua obtenção a partir da TU.

II.4 - SITUAÇÃO NORMAL DE OPERAÇÃO

Três tópicos serão abordados. O primeiro refere-se à minimização da potência reativa total para as duas áreas em questão, a de CURITIBA e a OESTE. O segundo aborda a questão da sub-otimização já que é aplicada a programação linear sobre um problema com características não lineares. O terceiro trata do controle da perda ativa.

II.4.1 - Minimização da Potência Reativa Global

A minimização dar-se-á sobre duas áreas, a de CURITIBA e a OESTE

II.4.1.1-Área de Curitiba

A minimização, evidentemente, é sobre o caso base da área de Curitiba cujo estado e configuração já foi mostrado em um dos itens deste capítulo.

Sobre as variáveis de estado e de controle há restrições. Para as variáveis de estado são as seguintes:

IDENTIFICAÇÃO DA BARRA		FAIXA DE TEN SÃO DESEJ. (pu)	
NÚMERO	NOME	LIMITE INF.	LIMITE SUP.
1	CBA01CAP--13	1.00	1.00
3	CBA025QT--13	1.00	1.00
6	CBA03CC0-230	.95	1.02
7	CBA04UBR--69	.96	1.02
8	CBA04UBR-230	.95	1.05
9	CBA05ABA--13	1.00	1.00
11	CBA06CEN--69	.96	1.02
12	CBA07BGI--69	.98	1.02
13	CBA08CIC--69	.98	1.02
14	CBA09PIL--13	1.00	1.00
15	CBA09PIL--69	.96	1.02
16	CBA09PIL-230	.95	1.05
17	CBA01PIN--69	.96	1.02
18	CBAl1UMB--69	.96	1.02
20	CBAl2TAR--69	.98	1.02
21	GPSOUZA---13	.97	1.03
22	GPSOUZA--230	.95	1.04
23	GUARICAN--69	.99	1.01

TABELA II.7 - Faixa de tensão permitida para as barras da área de Curitiba em situação normal de operação

Para as variáveis de controle são:

IDENTIFICAÇÃO DA BARRA		FAIXA DE POT. REATIVA(MVar)	
NÚMERO	NOME	LIMITE INF.	LIMITE SUP.
1	CBA01CAP--13	.0	12.00
3	CBA02SQT--13	.0	12.00
9	CBA05ABA--13	.0	4.80
11	CBA06CEN--69	.0	12.00
12	CBA07BGI--69	.0	9.60
13	CBA08CIC--69	.0	12.00
14	CBA09PIL--13	.0	4.80
20	CBAl2TAR--69	.0	4.80

TABELA II.8 - Faixa de potência permitida para as fontes de reativo

IDENTIFICAÇÃO DAS BARRAS TERMINAIS				TAP (pu)	
DA BARRA		PARA BARRA		LIMITE	LIMITE
Nº	NOME	Nº	NOME	INF.	SUP.
2	CBA01CAP--69	1	CBA01CAP--13	.9	1.0
4	CBA02SQT--69	3	CBA02SQT--13	.9	1.0
8	CBA04UBR-230	7	CBA04UBR--69	.9	1.0
10	CBA05ABA--69	9	CBA05ABA--13	.9	1.0
15	CBA09PIL--69	14	CBA09PIL--13	.9	1.0
16	CBA09PIL-230	15	CBA09PIL--69	.9	1.0
19	CBAl1UMB-230	18	CBAl1UMB--69	.9	1.0

TABELA II.9 - Faixa de tap permitida para os transformadores compreendidos entre as barras terminais

BARRA DE GERAÇÃO		FAIXA DE REATIVO (MVar)	
NÚMERO	NOME	LIM. INF.	LIM. SUP.
21	GPSOUZA---13	-100.0	100.0
23	GUARICAN--69	-16.0	16.0

TABELA II.10 - Faixa da geração de reativo permitida

Dentro deste conjunto de restrições é que se procede à otimização, resultando nas seguintes variações e valores para as variáveis de controle:

IDENTIFICAÇÃO DA BARRA		POT. REATIVA DA FONTE (MVar)	
NÚMERO	NOME	VARIACÃO	VALOR
TOTAL =		0	0

TABELA II. 11 - Variação e valor da potência das fontes de reativo

IDENTIFICAÇÃO DAS BARRAS TERMINAIS				TAP (pu)	
DA BARRA		PARA BARRA		VARIA- ÇÃO	VALOR
NÚMERO	NOME	NÚMERO	NOME		
2	CBA01CAP--69	1	CBA01CAP--13	.015	.933
4	CBA02SQT--69	3	CBA02SQT--13	-.042	.914
8	CBA04UBR-230	7	CBA04UBR--69	-.070	.900
10	CBA05ABA--69	9	CBA05ABA--13	.018	.974
15	CBA09PIL--69	14	CBA09PIL--13	.017	.973
16	CBA09PIL-230	15	CBA09PIL--69	-.043	.900
19	CBA11UMB-230	18	CBA11UMB--69	.040	.996

TABELA II.12 - Variação e valor do tap para os transformadores compreendidos entre as barras terminais

BARRA DE GERAÇÃO		POT. REATIVA GER. (MVar)	
NÚMERO	NOME	VARIA- ÇÃO	VALOR
21	GPSOUZA---13	-6.5	91.0
23	GUARICAN--69	-4.1	-16.0

TABELA II. 13 - Variação e valor do reativo gerado - linearizado

O estado obtido através das matrizes de sensibilidade é passível de comparação. Para tanto basta executar um programa de fluxo de potência que utilize os valores já ajustados para os taps, fontes de reativo e para as tensões terminais de geração indicadas pelo processo linearizado. Assim sendo, vem:

NÚME- RO DA BARRA	TENSÕES OBTIDAS POR MEIO DAS MATRIZES DE SENSIBILIDADE			TENSÕES OBTIDAS COM UM PRO- GRAMA DE FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES DO LINEARI- ZADO				FAIXA DE TEN- SÃO DESEJADA (pu)	
	MÓDU- LO (pu)	VAR. DO MOD. (pu)	VAR. DO ANG. (°)	MÓDULO (pu)	VAR. DO MOD. (pu)	ÂNGULO (°)	VAR. DO ANG. (°)	LIM. INF.	LIM. SUP.
1	1.000	.014	.3	.997	.011	-14.5	.2	1.00	1.00
2	.982	.028	.2	.980	.026	-8.0	.2		
3	1.000	.022	.4	.999	.021	-10.1	.3	1.00	1.00
4	.977	.005	.2	.976	.004	-6.7	.2		
5	.994	.007	.2	.993	.006	-6.1	.1		
6	.997	-.003	.0	.996	-.004	-1.3	.1	.95	1.02
7	1.000	.027	.1	.998	.025	-7.0	.1	.96	1.02
8	.988	-.016	.0	.988	-.016	-0.5	.0	.95	1.05
9	1.000	.006	.2	.998	.004	-9.9	.1	1.00	1.00
10	.987	.023	.2	.986	.022	-7.8	.1		
11	.976	.021	.2	.974	.019	-8.6	.2	.96	1.02
12	.981	.004	.2	.980	.003	-6.6	.2	.98	1.02
13	.980	.001	.2	.979	.000	-6.6	.2	.98	1.02
14	1.000	.004	.2	.998	.002	-9.9	.2	1.00	1.00
15	.986	.020	.2	.985	.019	-7.9	.1	.96	1.02
16	.990	-.008	.0	.989	-.009	-0.8	.0	.95	1.05
17	.987	.006	.2	.986	.005	-6.1	.2	.96	1.02
18	.993	-.005	.3	.993	-.005	-5.5	.2	.96	1.02
19	1.025	.000	.0	1.025	.000	0.0	.0		
20	.990	.025	.1	.989	.024	-7.6	.2	.98	1.02
21	1.015	-.015	.3	1.015	-.015	9.1	.3	.97	1.03
22	1.020	-.013	.1	1.019	-.014	2.8	.1	.95	1.02
23	.997	-.003	.5	.997	-.003	-0.1	.6	.99	1.01

TABELA II.14 - Tensões obtidas por meio da matriz de sensibilidade e do fluxo de potência

O símbolo (°) indica graus.

BARRA DE GERAÇÃO		POT. REATIVA GERADA (MVar)	
NÚMERO	NOME	VARIA- ÇÃO	VALOR
21	GPSOUZA---13	-5,5	92.0
23	GUARICAN—69	-3.7	-15.6

TABELA II. 15 - Variação e valor do reativo gerado -
fluxo de potência

Das tabelas acima pode-se concluir pela boa aproximação do linearizado (matrizes de sensibilidade) com o não linear (fluxo de potência). Para as barras onde foram especificadas as faixas de tensão aceitáveis, a maior diferença entre o linear e o não linear para o módulo da tensão foi de .003 pu, ou seja, um erro de 0,3% que considera-se desprezível sob o ponto de vista prático. Semelhante constatação viabiliza o método proposto para a área de Curitiba.

II.4.1.2 Área Oeste

A minimização, evidentemente, é sobre o caso base da área oeste cujo estado e configuração já foi mostrado em um dos itens deste capítulo.

Sobre as variáveis de estado e de controle há restrições. Para as variáveis de estado são as seguintes:

IDENTIFICAÇÃO DA BARRA		FAIXA DE TENSÃO DESEJ. (pu)	
NÚMERO	NOME	LIMITE INF.	LIMITE SUP.
1	ACHATEAU--13	.99	1.00
2	ACHATEAU--34	.99	1.00
4	BFERRAZ---69	.96	1.00
5	CMO01UHM---2	.98	1.00
8	CMO02SDT-138	.95	1.02
9	CEL01PHS--69	.90	1.05
10	CEL01PHS-138	.95	1.02
11	CEL02CEL-138	.95	1.02
13	CIANORTE-138	.95	1.02
14	GUAIRA---138	.95	1.02
15	MAMBORE---13	.99	1.00
16	MAMBORE---69	.90	1.02
17	MCRONDON--13	.99	1.00
18	MCRONDON--34	.99	1.00
20	MGA01JAL-138	.95	1.02
21	MGA02MGA-138	.95	1.02
22	MGA02MGA-230	.95	.95
23	PALOTINA-138	.95	1.02
24	TOLEDO----13	.99	1.00
25	TOLEDO----34	.99	1.00
27	UBIRATA---13	.99	1.00
28	UBIRATA---69	.90	1.02

29	UMUARAMA--13	.989	1.00
30	UMUARAMA--34	.99	1.00
31	UMUARAMA-138	.95	1.02

TABELA II.16 - Faixa de tensão permitida para as barras da área oeste em situação normal de operação.

Para as variáveis de controle são:

IDENTIFICAÇÃO DA BARRA		FAIXA DE POT. REATIVA(MVar)	
NÚMERO	NOME	LIMITE INF.	LIMITE SUP.
1	ACHATEAU--13	.0	2.4
4	BFERRAZ---69	.0	2.4
8	CMO02SDT-138	.0	4.8
10	CELO1PHS-138	.0	12.0
11	CELO2CEL-138	.0	12.0
13	CIANORTE-138	.0	9.6
14	GUAIRA---138	.0	9.6
15	MAMBORE---13	.0	4.8
17	MCRONDON--13	.0	2.4
20	MGA01JAL-138	.0	9.6
21	MGA02MGA-138	.0	12.0
23	PALOTINA-138	.0	6.0
24	TOLEDO---13	.0	4.8
27	UBIRATA---13	.0	4.8
29	UMUARAMA--13	.0	1.2
31	UMUARAMA-138	.0	1.2

TABELA II.17 - Faixa de potência permitida para as fontes de reativo

IDENTIFICAÇÃO DAS BARRAS TERMINAIS				TAP (pu)	
DA BARRA		PARA BARRA		LIMITE	LIMITE
Nº	NOME	Nº	NOME	INF.	SUP.
3	ACHATEAU-138	33	ACHATEAU---T	.9	1.0
7	CMO01UHM-138	6	CMO01UHM--69	.9	1.0
10	CEL01PHS-138	9	CEL01PHS--69	.9	1.0
12	CEL02CEL-230	11	CEL02CEL-138	.9	1.0
16	MAMBORE---69	15	MAMBORE---13	.9	1.0
19	MCRONDON-138	34	MCRONDON---T	.9	1.0
22	MGA02MGA-230	21	MGA02MGA-138	.9	1.0
26	TOLEDO---138	35	TOLEDO-----T	.9	1.0
28	UBIRATA---69	27	UBIRATA---13	.9	1.0
31	UMUARAMA-138	32	UMUARAMA---T	.85	1.0

TABELA II.18 - Faixa de tap permitida para os transformadores compreendidos entre as barras terminais

BARRA DE GERAÇÃO		FAIXA DE REA	
		TIVO (MVar)	
NÚMERO	NOME	LIMITE INF.	LIMITE SUP.
5	CMO01UHM---2	-5.0	5.0
22	MGA02MGA-230	-100.0	100.0

TABELA II.19 - Faixa de geração de reativo permitida

Dentro deste conjunto de restrições é que se procede a otimização, resultando nas seguintes variações e valores para as variáveis de controle:

IDENTIFICAÇÃO DA BARRA		POT. REATIVA DA FONTE (MVar)	
NÚMERO	NOME	VARIAÇÃO	VALOR
1	ACHATEAU--13	2.4	2.4
4	BFERRAZ---69	2.4	2.4
14	GUAIRA---138	9.5	9.5
23	PALOTINA-138	6.0	6.0
24	TOLEDO----13	2.2	2.2
29	UMUARAMA--13	1.2	1.2
31	UMUARAMA-138	1.2	1.2
TOTAL =			24.9

TABELA II.20 - Variação e valor da potência das fontes de reativo. As que não constam são desnecessárias

IDENTIFICAÇÃO DAS BARRAS TERMINAIS				TAP (pu)	
DA BARRA		PARA BARRA		VARIAÇÃO	VALOR
Nº	NOME	NÚMERO	NOME		
3	ACHATEAU-138	33	ACHATEAU---T	.062	.962
7	CMO01UHM-138	6	CMO01UHM--69	.058	.978
10	CEL01PHS-138	9	CEL01PHS--69	.001	.959
12	CEL02CEL-230	11	CEL02CEL-138	.006	.926
16	MAMBORE---69	15	MAMBORE---13	.007	.913
19	MCRONDON-138	34	MCRONDON---T	.022	.942
22	MGA02MGA-230	21	MGA02MGA-138	.014	.916
26	TOLEDO---138	35	TOLEDO----T	.037	.937
28	UBIRATA---69	27	UBIRATA---13	.010	.920
31	UMUARAMA-138	32	UMUARAMA---T	.037	.887

TABELA II.21 - Variação e valor do TAP para os transformadores compreendidos entre as barras terminais

BARRA DE GERAÇÃO		POT.REATIVA GERADA (MVar)	
NÚMERO	NOME	VARIA- ÇÃO	VALOR
5	CMO01UHM---2	.0	4.5
22	MGA02MGA-230	-7.6	53.6

TABELA II.22 - Variação e valor do reativo gerado - linearizado

O estado obtido através das matrizes de sensibilidade é passível de comparação. Para tanto basta executar um programa de fluxo de potência que utilize os valores já ajustados para os taps, fontes de reativo e para as tensões terminais de geração indicadas pelo processo linearizado. Assim sendo, vem:

NÚMERO DA BARRA	TENSÕES OBTIDAS POR MEIO DAS MATRIZES DE SENSIBILIDADE			TENSÕES OBTIDAS COM UM PRO- GRAMA DE FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES DO LINEARIZ.				FAIXA DE TEN- SÃO DESEJADA (pu)	
	MODULO (pu)	VAR. DO MOD.(pu)	VAR. DO ANG.(°)	MODULO (pu)	VAR. DO MOD.(pu)	ANGULO (°)	VAR. DO ANG.(°)	LIM. INF.	LIM. SUP.
1	1.000	.003	-.4	.998	.001	-21.2	-.4	.99	1.00
2	.994	-.010	-.4	.992	-.012	-19.8	-.4	.99	1.00
3	.967	.032	-.2	.967	.032	-15.3	-.2		
4	.960	.006	.2	.958	.004	-24.6	.1	.96	1.00
5	.997	-.003	.7	.997	-.003	-20.7	.5	.98	1.02
6	.964	-.003	.7	.962	-.005	-23.7	.5		
7	.957	.038	.6	.957	.038	-24.3	.5		
8	.958	.037	.7	.958	.037	-24.4	.5	.95	1.02
9	1.050	.005	.0	1.050	.005	-8.5	-.1	.90	1.05
10	1.007	.005	.0	1.006	.004	-6.8	.0	.95	1.02

11	1.020	.001	.0	1.020	.001	-5.0	.0	.95	1.02
12	.960	.000	.0	.960	.000	.0	.0		
13	.969	.032	.8	.969	.032	-24.0	.6	.95	1.02
14	.955	.039	-.2	.955	.039	-16.7	-.3	.95	1.02
15	1.000	.007	.6	.998	.005	-24.0	.5	.99	1.00
16	.927	-.001	.5	.926	-.002	-21.8	.5	.90	1.02
17	.994	.005	-.3	.993	.004	-16.9	-.3	.99	1.00
18	1.000	.005	-.3	.999	.004	-16.0	-.3	.99	1.00
19	.958	.026	-.3	.959	.027	-13.3	-.3		
20	1.010	.018	1.3	1.010	.018	-25.7	1.1	.95	1.02
21	1.020	.018	1.2	1.020	.018	-24.9	1.0	.95	1.02
22	.950	.000	1.2	.950	.000	-22.8	1.0	.95	.95
23	.961	.038	-.2	.962	.039	-16.3	-.3	.95	1.02
24	.990	.009	-.4	.990	.009	-19.7	-.4	.99	1.00
25	1.000	-.003	-.4	1.000	-.003	-17.4	-.4	.99	1.00
26	.975	.017	-.2	.975	.017	-10.5	-.3		
27	1.000	.014	.4	.999	.013	-18.9	.3	.99	1.00
28	.937	.003	.3	.936	.002	-16.5	.2	.90	1.02
29	.989	.009	.3	.987	.007	-31.5	.2	.989	1.00
30	1.000	.006	.3	.998	.004	-29.3	.2	.99	1.00
31	.950	.037	.2	.950	.037	-20.6	.2	.95	1.02
32	.997	.006	.3	.995	.004	-29.8	.2		
33	.993	-.010	-.3	.990	-.013	-20.0	-.4		
34	.999	.005	-.3	.999	.005	-16.1	-.3		
35	.999	-.003	-.4	.999	-.003	-17.7	-.4		

TABELA II.23 - Tensões obtidas por meio da matriz de sensibilidade e do fluxo de potência.

O simbolo (°) indica graus.

BARRA DE GERAÇÃO		POT. REATIVA GERADA (MVar)	
NÚMERO	NOME	VARIA- ÇÃO	VALOR
5	CMO01UHM—2	.2	4.7
22	MGA02MGA-230	-7.6	53.6

TABELA II.24 - Variação e valor do reativo gerado -
fluxo de potência

Das tabelas acima pode-se concluir pela boa aproximação do linearizado (matrizes de sensibilidade) com o não linear (fluxo de potência). Para as barras onde foram especificadas faixas de tensão aceitáveis, a maior diferença entre o linear e o não linear para o módulo de tensão foi de 0.002 pu, ou seja, um erro de 0,2% que considera-se desprezível sob o ponto de vista prático. Semelhante constatação viabiliza o método proposto mesmo para sistemas como este, tido como fraco quanto ao seu desempenho elétrico.

II.4.2 Sub-otimização

Na área de Curitiba percebe-se que onde as tensões não se situaram dentro das faixas estabelecidas, os transformadores com tap variável sob carga que as controlam são o suficiente para atingir os valores procurados. Ou ainda, partindo da solução obtida no item II.4.1.1 já otimizada, uma nova minimização utilizando este novo estado como caso base não iria conduzir a uma outra situação quanto à necessidade de fontes de potência reativa adicionais que, diga-se de passagem, já mostraram-se totalmente dispensáveis. Logo, na área de Curitiba não se tem como averiguar a intensidade da sub-otimização.

Já a área oeste reclama por novas fontes de potência reativa. Portanto, partindo-se do novo estado constante no item II.4.1.2 como caso base e executando a minimização, o resultado poderia ser outro? Respondendo a esta pergunta podemos dimensionar a tão propalada sub-otimização. Realizando a otimização da forma acima descrita, tem-se os seguintes resultados:

IDENTIFICAÇÃO DA BARRA		POT. REATIVA DA FONTE (MVar)	
NÚMERO	NOME	VARIAÇÃO	VALOR
1	ACHATEAU—13	.0	2.4
4	BFERRAZ--69	.0	2.4
14	GUAIRA---138	.1	9.6
23	PALOTINA-138	-.2	5.8
24	TOLEDO----13	.0	2.2
29	UMUARAMA--13	.0	1.2
31	UMUARAMA-138	.0	1.2
TOTAL =			24.8

TABELA II.25 - Variação e valor da potência das fontes de reativo.
As que não constam são desnecessárias.

ÁREA OESTE

IDENTIFICAÇÃO DAS BARRAS TERMINAIS				TAP (pu)	
DA BARRA		PARA BARRA		VARIA-	VALOR
NÚMERO	NOME	NÚMERO	NOME	ÇÃO	
3	ACHATEAU-138	33	ACHATEAU---T	-.002	.960
7	CMO01UHM-138	6	CMO01UHM--69	-.002	.976
10	CEL01PHS-138	9	CEL01PHS--69	.000	.959
12	CEL02CEL-230	11	CEL02CEL-138	.000	.926
16	MAMBORE---69	15	MAMBORE---13	.000	.913
19	MCRONDON-138	34	MCRONDON---T	-.001	.941
22	MGA02MGA-230	21	MGA02MGA-138	.000	.916
26	TOLEDO---138	35	TOLEDO-----T	.000	.937
28	UBIRATA---69	27	UBIRATA---13	.000	.920
31	UMUARAMA-138	32	UMUARAMA---T	-.001	.886

TABELA II.26 - Variação e valor do tap para os transformadores compreendidos entre as barras terminais.

ÁREA OESTE

BARRA DE GERAÇÃO		POT.REATIVA GERADA (MVar)	
NÚMERO	NOME	VARIA- ÇÃO	VALOR
5	CMO01UHM---2	.1	4.6
22	MGA02MGA-230	.0	53.6

TABELA II.27 - Variação e valor do reativo gerado - linearizado

ÁREA OESTE

NÚMERO DA BARRA	TENSÕES		
	MODULO (pu)	VAR. DO MODULO(pu)	VAR. DO ÂNGULO(°)
1	1.000	.002	.02
2	.994	.002	.02
3	.967	.000	.00
4	.960	.002	-.03
5	1.000	.003	-.04
6	.964	.002	-.03
7	.957	.000	-.02
8	.958	.000	-.02
9	1.050	.000	.00
10	1.006	.000	.00
11	1.020	.000	.00
12	.960	.000	.00
13	.969	.000	-.01
14	.955	.000	.00
15	1.000	.002	-.01
16	.928	.002	-.02
17	.994	.001	.01
18	1.000	.001	.00
19	.959	.000	.00
20	1.010	.000	-.01
21	1.020	.000	-.01
22	.950	.000	-.01
23	.962	.000	.00
24	.990	.000	.00
25	1.000	.000	.00
26	.975	.000	.00
27	1.000	.001	-.01
28	.937	.001	-.01
29	.989	.002	.03
30	1.000	.002	.03
31	.950	.000	-.01
32	.997	.002	.03
33	.992	.002	.02
34	1.000	.001	.00
35	.999	.000	.00

TABELA II.28 - Tensões re-
sultantes da otimização
ÁREA OESTE

A otimização foi feita com base nas linearizações construídas sobre o estado detetado pelo programa de fluxo de potência no item II.4.1.2. Por conseguinte, as variações assinaladas nas tabelas acima são em relação a este novo estado.

Das tabelas acima apercebe-se as diferenças que separam esta solução da do item II.4.1.2. Porém são tão pequenas estas diferenças que, praticamente, podemos considerar as duas soluções como uma só. Consequentemente, a sub-otimização inexistente.

Concluindo: mesmo para a rede da área oeste, tida como "fraca", a sub-otimização é desprezível ou seja, a solução obtida é na verdade a ótima, ou então muito próxima.

II.4.3 Variação das perdas ativas

A preocupação de que haja uma boa aproximação entre a variação da perda ativa diagnosticada pelo método linearizado com relação ao do fluxo de potência, não existe. O controle da variação da perda ativa pelo processo linearizado é necessário para que se possa levantar uma curva de custo versus benefício. No entanto, a dimensão exata do benefício (redução das perdas ativas) deve ser fornecida por um programa de fluxo de potência com base nos ajustes definidos pelo linearizado para cada ponto.

Estabelece-se uma curva tal como a abaixo:

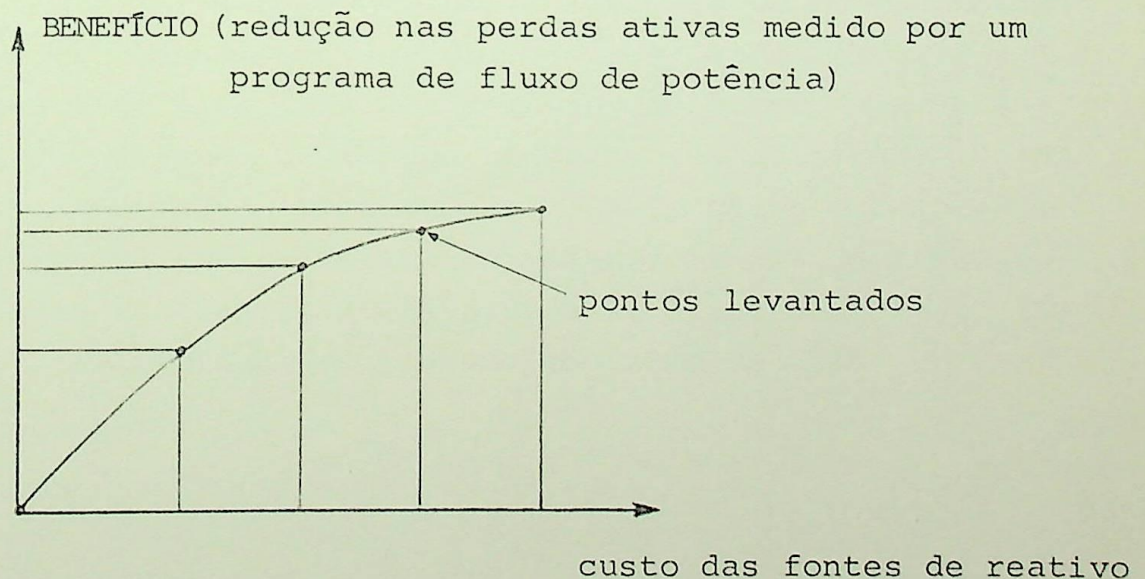


Figura II.5

II.5 SITUAÇÃO DE EMERGÊNCIA

Dois tópicos serão abordados. O primeiro refere-se à comparação dos dois métodos propostos para a simulação de perda de circuito. O outro se encarrega de verificar a adequabilidade da formulação proposta para o controle de carregamento.

II.5.1 Comparação dos dois métodos

Há dois pontos em pauta quando da comparação dos métodos propostos para a simulação de uma emergência simples:

- exatidão dos resultados;
- esforço computacional.

Consultando o apêndice A, vê-se claramente que os dois métodos detetam as mesmas tensões como solução quando da necessidade em locar novas fontes de reativo ao sistema. Em situações onde é possível obter os níveis de tensão desejadas sem adicionar fontes de reativo, as soluções possíveis são muitas ou seja, há um espaço de soluções. Como as tabelas para o simplex revisado são construídas de forma distinta para cada um dos métodos, as soluções encontradas por cada um dos métodos também podem ser diferentes nestas circunstâncias (quando dispensa-se as novas fontes de reativo).

Uma vez que os dois métodos são idênticos no que diz respeito à exatidão dos resultados, resta somente um aspecto, o do esforço computacional. Nesta linha de preocupação sabe-se, de antemão, que o 2º método apresenta características peculiares que foram retratadas no item "considerações adicionais" deste capítulo. Assim, à luz destas características, foram montadas as tabelas dispostas a seguir, onde o instrumento de comparação foi o número de iterações. Quiça cogite-se sobre a não validade de semelhante dado para fins de avaliação do esforço computacional dispensado pelos dois métodos, dado o fato do segundo conduzir o simplex revisado a manusear uma tabela com 4 equações a mais que o primeiro. Há que salientar no entanto, a insignificância desta diferença ao tratar-se com problemas práticos em que as tabelas são constituídas por algumas centenas de linha.

NÚMERO DE ITERAÇÕES - OTIMIZAÇÃO												
EMERGÊNCIA			1º MÉTODO			2º MÉTODO						
DA	P/	QTE	FASE	FASE	TOTAL	SEM "PÓS-OTIMIZAÇÃO"			COM " PÓS-OTIMIZAÇÃO "			
BAR.	BAR.	CIRC.	1	2		FASE 1	FASE 2	TOTAL	FASE 1-A	FASE 1-B	FASE 2	TOTAL
8	7	2	62	12	74	70	21	91	58	18	15	91
19	18	2	60	5	65	62	7	69	51	12	4	67
4	17	1	58	6	64	65	5	70	57	6	5	68
7	17	1	58	6	64	54	2	56	57	7	6	70
8	22	1	58	3	61	59	3	62	57	4	6	67
13	18	1	59	6	65	68	6	74	57	4	9	70
16	15	1	58	6	64	74	3	77	55	18	4	77
16	22	1	65	6	71	67	3	70	57	7	3	67
17	18	1	60	6	66	62	4	66	57	8	6	71
5	12	1	60	6	66	59	7	66	57	7	5	69
5	15	1	58	6	64	59	7	66	57	4	7	68
6	16	1	59	6	65	60	7	67	57	8	7	72
TOTAIS					789			834		103	77	

TABELA II. 29 - Número de iterações dispensado em cada fase do simplex revisado.

Área de Curitiba

NÚMERO DE ITERAÇÕES - OTIMIZAÇÃO												
EMERGÊNCIA			1º MÉTODO			2º MÉTODO						
DA	P/	QTE	FASE	FASE	TOTAL	SEM "PÓS-OTIMIZAÇÃO"			COM " PÓS-OTIMIZAÇÃO "			
BAR.	BAR.	CIRC.	1	2		FASE 1	FASE 2	TOTAL	FASE 1-A	FASE 1-B	FASE 2	TOTAL
7	8	1	99	15	114	116	23	139	93	25	23	141
3	31	1	105	16	121	120	16	136	103	18	16	137
16	28	1	102	26	128	105	23	128	103	11	21	135
14	19	1	99	11	110	100	7	107	103	26	15	144
3	23	1	101	10	111	113	22	135	103	9	18	130
6	16	1	97	18	115	95	16	111	103	12	15	130
14	23	1	94	19	113	107	21	128	103	13	21	137
TOTAIS					812				884		114	129

TABELA II .30 - Número de iterações dispensado em cada fase do simplex revisado.

Área Oeste

A fase 1-A do 2º método é a fase 1 para o caso base, cuja solução será comum a todas as emergências. Logo, o total de iterações para a execução das emergências pelo 2º método com " pós-otimização" é obtido somando as iterações da fase 1-B e da fase 2 tão somente. Somando estas fica evidente a vantagem computacional do 2º método quando enfocado debaixo destas características que lhe são peculiares (com pós-otimização).

Assim, vem:

	ITERAÇÕES	% DAS ITERAÇÕES EM RELAÇÃO AO 1º MÉTODO
1º MÉTODO	789	100.0
2º MÉTODO SEM "PÓS OTIMIZAÇÃO"	834	105,7
2º MÉTODO COM "PÓS-OTIMIZAÇÃO"	180	22,8

TABELA II.31 - Número de iterações dispensadas em cada método para as emergências simuladas na área de Curitiba

	ITERAÇÕES	% DAS ITERAÇÕES EM RELAÇÃO AO 1º MÉTODO
1º MÉTODO	812	100.0
2º MÉTODO SEM "PÓS-OTIMIZAÇÃO"	884	108.8
2º MÉTODO COM "PÓS-OTIMIZAÇÃO"	243	29.9

TABELA II.32 - Número de iterações dispensadas em cada método para as emergências simuladas na área oeste

Pode causar estranheza a quem consulte as tabelas que fornecem o número de iterações por fase, a existência de valores distintos para o número de iterações da fase 1-A em uma mesma área. Justifica-se pela execução de cada caso de emergência com todas as suas fases. Além do que, as matrizes de sensibilidade foram montadas com características específicas para cada caso de perda de circuito. Isto deu origem a diferença nas tabelas devido ao surgimento de truncamentos distintos para cada caso. Semelhante tratamento foi dado por dois motivos: um que se contava com um programa na instalação cuja adaptação aos propósitos deste tópico e dentro das características ora expostas, era mais simples; segundo que o objetivo é o da verificação das vantagens e desvantagens de um método em relação ao outro e não o de se contar com uma ferramenta computacional sem ter uma posição conclusiva a respeito do assunto.

Havíamos já concluído que os dois métodos são idênticos no que diz respeito à exatidão dos resultados. Agora nos resta saber de quanto é esta aproximação, aceitável ou não.

As tabelas a seguir foram montadas sobre os resultados do 2º método, haja visto a sua vantagem sobre o 1º método. O que se considera como erro em por cento é a diferença entre o valor de tensão indicado pelo 2º método e o do fluxo de potência, ambos em pu e constantes no apêndice A, multiplicado por 100.

CONTINGÊNCIA																																		
NÚMERO DA BARRA	IDENTIFICAÇÃO DO ELEMENTO INTERROMPIDO ATRAVÉS DO: NÚMERO DAS BARRAS TERMINAIS E PELA QUANTIDADE DE CIRCUITOS ENVOLVIDOS.																																	
	ERRO EM %																																	
	4	17	1	5	12	1	5	15	1	6	16	1	7	17	1	8	7	2	8	22	1	13	18	1	16	15	1	16	22	1	17	18	1	19
1	.1			.1			.2			.2			.1			1.1			.2			.1			.5			.4			.3			1.1
2	.0			.0			.1			.1			-.1			.9			.1			.0			.3			.3			.1			.9
3	.0			-.1			.1			.1			.1			.6			.1			.0			.3			.2			.1			1.1
4	.0			-.1			.1			.1			.1			.6			.0			.1			.3			.2			.1			.9
5	.0			.2			.1			.2			.0			.6			.1			.0			.3			.2			.1			.8
6	.0			.1			.0			.1			.1			.2			.1			.0			.1			.2			.1			.3
7	.0			.1			.1			.1			.0			.9			.1			.1			.3			.3			.2			.9
8	-.1			.0			.0			.1			-.1			.0			.0			.0			.1			.2			.0			.3
9	.0			.1			.1			.2			.0			.9			.1			.1			.4			.3			.2			.9
10	.0			.1			.0			.1			.0			.8			.1			.1			.4			.3			.2			.7
11	.0			.1			.0			.1			.0			.7			.1			.1			.3			.2			.1			.7
12	.0			-.2			.1			.1			.0			.5			.1			.0			.3			.2			.0			.9
13	.0			-.1			.1			.1			.0			.6			.1			.0			.3			.2			.0			1.0
14	.1			.2			.1			.2			.1			.8			.2			.1			.4			.3			.2			.9
15	.0			.1			.0			.1			.0			.6			.2			.1			.3			.2			.1			.8
16	.0			.1			.1			.2			.1			.3			.2			.0			.2			.2			.0			.3
17	.1			.0			.1			.1			.1			.6			.1			.0			.3			.2			.2			1.0
18	-.1			-.1			-.1			.0			.0			.5			.0			.0			.1			.1			-.1			1.0
19	.0			.0			.0			.0			.0			.0			.0			.0			.0			.0			.0			.0
20	.0			.1			.1			.1			.0			.9			.1			.0			.3			.3			.2			.8
21	.0			.0			.0			.0			.0			.0			.0			.0			.0			.0			.0			.3
22	.1			.0			.0			.1			.0			.2			.2			.0			.1			.3			.1			.3
23	.0			-.1			.0			.0			.0			.0			.0			.0			.0			.0			.0			.0

TABELA II.33 - Erro de tensão entre o 2º método e o
fluxo de potência

Área de Curitiba

CONTINGÊNCIA																						
NÚMERO DA BARRA	IDENTIFICAÇÃO DO ELEMENTO INTERROMPIDO ATRAVÉS DO:																					
	NÚMERO DAS BARRAS TERMINAIS E PELA																					
	QUANTIDADE DE CIRCUITOS ENVOLVIDOS																					
	ERRO EM % :																					
	3	23	1	3	31	1	6	16	1	7	8	1	14	19	1	14	23	1	16	28	1	
1		.3		1.6		.1		.0		1.9		.3		.4								
2		.3		1.4		.1		.0		1.7		.2		.3								
3		.2		1.2		.0		.1		1.6		.1		.2								
4		.2		1.0		.5		.6		1.1		.2		.6								
5		.0		1.0		.0		.0		.0		.0		.0								
6		.2		1.0		.5		.5		1.0		.1		.6								
7		.1		.8		.1		.5		.7		-.1		.3								
8		.0		.7		.1		.1		.7		.1		.3								
9		.1		.5		.1		.1		.6		.0		.3								
10		.1		.5		.1		.1		.6		.1		.2								
11		.0		.2		.0		.0		.4		.0		.1								
12		.0		.0		.0		.0		.0		.0		.0								
13		.1		.8		.1		.0		.8		.0		.2								
14		.2		1.4		.1		.0		1.7		.0		.2								
15		.2		1.3		.8		.7		1.3		.1		.9								
16		.1		1.1		.7		.6		1.1		.1		.8								
17		.3		1.3		.1		.1		1.6		.1		.3								
18		.3		1.3		.1		.1		1.6		.1		.3								
19		.1		1.0		.0		-.1		1.2		-.1		.2								
20		.0		.1		.0		.0		.1		.0		.0								
21		.0		.1		.0		.0		.1		.0		.0								
22		.0		.0		.0		.0		.0		.0		.0								
23		1.1		1.3		.0		.0		1.6		.1		.1								
24		.3		.8		.1		.1		1.3		.0		.2								
25		.2		.8		.0		.0		1.3		.0		.2								
26		.2		.8		.1		.0		1.0		.0		.2								
27		.1		1.3		.4		.6		1.3		.1		1.3								
28		.2		1.1		.4		.5		1.2		.0		1.1								
29		.3		1.9		.3		.2		1.9		.1		.4								
30		.3		1.8		.2		.1		1.9		.1		.4								
31		.2		1.4		.1		.1		1.4		.1		.3								
32		.3		1.9		.2		.2		1.9		.2		.4								
33		.3		1.5		.1		.1		1.8		.2		.3								
34		.2		1.2		.1		.1		1.5		.1		.2								
35		.2		.9		.0		.0		1.3		.0		.2								

TABELA II.34 - Erro da tensão entre o 2º método
e o fluxo de potência.

Área Oeste

Na área de Curitiba, os erros são da mesma ordem com exceção dos provenientes da perda de dois circuitos simultaneamente compreendidos entre as barras terminais 8-7 e 19-18. Neste instante há que frisar: a proposta é para a simulação de emergência simples. As emergências duplas foram utilizadas porque semelhante perturbação sendo de vulto, propícia uma visão mais clara da adequabilidade do método proposto para sistemas com performance idêntica à de Curitiba. Emergências simples foram simuladas para a perda de circuitos entre as barras terminais 8-7 e 19-18 além de muitas outras que não constam no apêndice A. Nestas, os erros encontrados foram da mesma ordem dos da tabela de erro em que se excetua as contingências duplas 8-7 e 19-18. O motivo que levou à não publicação dos resultados de todas as emergências sobre a área de Curitiba, está no julgamento da suficiência como amostra dos arrolados no apêndice A.

As emergências simples na área de Curitiba mostram erros pequenos, totalmente aceitáveis. Nas contingências duplas o erro maior foi de 1,1%. Mesmo erro desta magnitude se for considerada inaceitável há dois fatores que podem amenizá-lo ou torná-lo sem efeito, quais sejam:

- 1º As tensões mesmo divergindo dos valores previstos pelo linearizado podem permanecer dentro das faixas tidas como aceitáveis.
- 2º O modo como serão consideradas as necessidades de reativo nas situações de emergência como um todo, pode cobrir estas diferenças.

O primeiro dos fatores será tratado neste mesmo tópico nas tabelas subsequentes. O segundo será tratado no capítulo seguinte.

Na área Oeste os erros são maiores que na de Curitiba. A justificativa está em ser a área Oeste "fraca" no tocante ao seu desempenho elétrico. Nesta área o maior erro detectado foi de 1,9% para as emergências tabeladas, podendo ser amenizado ou então anulado pelos mesmos fatores já enumerados no parágrafo anterior.

O primeiro destes fatores está apoiado nas faixas tidas como aceitáveis para as tensões. O segundo no modo como são definidas as necessidades de reativo para que faça frente às emergências.

Enquanto na área de Curitiba todas as emergências apresentaram erros da mesma ordem, na área oeste houve quatro emergências cujos erros mostram a disparidade do estado previsto pelo linearizado contra o obtido com um programa de fluxo de potência (não linear). Estas constatações não invalidam os métodos de simulação de perda de circuito propostos, pois cobrem com vantagem a maioria das contingências de modo satisfatório, mas ensejam um tratamento especial para estes casos. No apêndice B é mostrada semelhante disparidade para o caso da perda do circuito compreendido entre as barras terminais 9-28. No apêndice C mostra-se os resultados totalmente satisfatórios, com erros abaixo de 1%. Nestas circunstâncias as matrizes de sensibilidade foram construídas utilizando o estado pós-contingência. Até o presente momento, o uso das matrizes de sensibilidade como válidas para os propósitos deste trabalho só está sendo corroborado.

Nas tabelas seguintes tem-se as faixas tidas como aceitáveis para as áreas de Curitiba e Oeste.

IDENTIFICAÇÃO DA BARRA		FAIXA DE TENSÃO DESEJ. (pu)	
NÚMERO	NOME	LIMITE INF.	LIMITE SUP.
1	CBA01CAP--13	.98	1.00
3	CBA025QT--13	.98	1.00
6	CBA03CCO-230	.95	1.02
7	CBA04UBR--69	.95	1.02
8	CBA04 UBR-230	.95	1.05
9	CBA05ABA--13	.98	1.00
11	CBA06CEN--69	.95	1.02
12	CBA07BGI--69	.95	1.02
13	CBA08CIC--69	.95	1.02
14	CBA09PIL--13	.98	1.00
15	CBA09PIL--69	.95	1.02
16	CBA09PIL-230	.95	1.05
17	CBA01PIN--69	.95	1.02
18	CBAl1UMB--69	.95	1.02
20	CBAl2TAR--69	.95	1.02
21	GPSOUZA---13	.97	1.03
22	GPSOUZA--230	.95	1.04
23	GUARICAN--69	.99	1.01

TABELA II.35 - Faixa de tensão permitida para as barras da área de Curitiba em situação de emergência.

IDENTIFICAÇÃO DA BARRA		FAIXA DE TENSÃO DESEJ. (pu)	
NÚMERO	NOME	LIMITE INF.	LIMITE SUP.
1	ACHATEAU--13	.98	1.00
2	ACHATEAU--34	.98	1.00
4	BFERRAZ---69	.95	1.02
5	CMO01UHM---2	.98	1.00
8	CMO02SDT-138	.94	1.02
9	CELO1PHS--69	.90	1.05
10	CELO1PHS-138	.94	1.02
11	CELO2CEL-138	.94	1.02
13	CIANORTE-138	.94	1.02
14	GUAIRA---138	.94	1.02
15	MAMBORE---13	.98	1.00
16	MAMBORE---69	.90	1.02
17	MCRONDON--13	.98	1.00
18	MCRONDON--34	.98	1.00
20	MGA01JAL-138	.94	1.02
21	MGA02MGA-138	.94	1.02
22	MGA02MGA-230	.95	.95
23	PALOTINA-138	.94	1.02
24	TOLEDO----13	.98	1.00
25	TOLEDO----34	.98	1.00
27	UBIRATA---13	.98	1.00
28	UBIRATA---69	.90	1.02
29	UMUARAMA--13	.98	1.00
30	UMUARAMA--34	.98	1.00
31	UMUARAMA-138	.94	1.02

TABELA II.36 - Faixa de tensão permitida para as barras da área oeste em situação de emergência

Nas tabelas a seguir são mostrados os desvios das tensões em relação às faixas tidas como aceitáveis em situações de emergência. Deteta-se o "cancelamento" de vários erros pelo simples fato das tensões em sua maioria permanecerem dentro das faixas.

CONTINGÊNCIA																																				
NÚMERO DA BARRA	IDENTIFICAÇÃO DO ELEMENTO INTERROMPIDO ATRAVÉS DO: NÚMERO DAS BARRAS TERMINAIS E PELA QUANTIDADE DE CIRCUITOS ENVOLVIDOS. DESVIO DA FAIXA EM %																																			
	4	17	1	5	12	1	5	15	1	6	16	1	7	17	1	8	7	2	8	22	1	13	18	1	16	15	1	16	22	1	17	18	1	19	18	2
1																																				
2																																				
3						.1																														
4																																				
5																																				
6																																				
7																																				
8																																				
9																																				
10																																				
11																																				
12																																				
13																																				
14																																				
15																																				
16																																				
17																																				
18																																				
19																																				
20																																				
21																																				
22																																				
23																																				

TABELA II.37 - Desvio das tensões apresentadas pelo
fluxo de potência com os ajustes do
2º método, com relação às faixas acei-
táveis.

Área de Curitiba

32							
33							
34							
35							

TABELA II.38 - Desvio das tensões apresentadas pelo fluxo de potência com os ajustes do 2º Método, com relação às faixas aceitáveis.

Área Oeste

II.5.2 Verificação da formulação para o carregamento

No apêndice D pode-se observar algumas distorções na potência aparente entre o previsto e o real, ou seja entre o linear e o não linear. No entanto percebe-se uma certa coerência quando se compara os fluxos calculados a partir das tensões estimadas pelo linearizado com os do não linear, mesmo nos pontos onde há distorções nas potências aparentes previstas.

Analise-se os seguintes casos:

EMER- GÊNCIA	CIRCUITO		FLUXO NO CIRCUITO U- SANDO O ESTADO ESTI- MADO PELO 2º MÉTODO			FLUXO NO CIRCUITO COM UM PROGRAMA DE FLUXO DE POTÊNCIA			POTÊNCIA APARENTE PELA FORMULAÇÃO LINEARIZADA (MVA)	
	NUM. DA	NUM. PARA	MW	MVar	MVA	MW	MVar	MVA	VALOR	VARIAÇÃO CASO BASE
	BAR- RA	BAR- RA								
8-22	6	19	-55.5	-109.6	122.8	-53.4	-114.5	126.3	106.5	-25.2
	7	10	5.4	-2.8	6.1	5.9	-3.0	6.6	4.9	-8.7
	10	15	-5.7	-8.2	10.0	-6.2	-7.6	9.8	5.1	2.7
		15	-5.7	-8.2	10.0	-6.2	-7.6	9.8	5.1	2.7
		20	3.6	4.5	5.8	2.1	5.2	5.6	3.0	-7.2
6-16	19	8	101.0	63.1	119.1	102.1	63.4	120.2	107.7	40.8
	5	15	20.9	16.5	26.6	20.9	16.7	26.7	24.4	-2.7
		15	20.9	16.5	26.6	20.9	16.7	26.7	24.4	-2.7
	7	17	-12.9	-14.7	19.6	-13.0	-14.7	19.6	15.6	2.5
		17	-12.9	-14.7	19.6	-13.0	-14.7	19.6	15.6	2.5
	10	15	-1.0	-1.0	1.4	-1.4	-1.4	1.5	.0	-2.5
		15	-1.0	-1.0	1.4	-1.4	-1.4	1.5	.0	-2.5
	16	15	81.3	34.9	88.5	81.3	34.5	88.3	84.6	-2.3
	19	8	3.2	40.2	40.3	3.8	41.2	41.4	34.0	-32.9
		18	58.8	72.9	93.6	59.4	73.3	94.3	90.7	18.6
16-22		18	58.8	72.9	93.6	59.4	73.3	94.3	90.7	18.6
	4	12	-.6	-7.1	7.1	.8	-8.3	8.3	5.8	-7.1
	6	16	40.3	30.7	50.7	49.8	33.0	59.7	35.8	-84.4
		19	-189.7	-82.4	206.8	-188.5	-89.0	208.4	202.8	71.1
	7	17	-4.5	11.9	12.7	-4.5	11.3	12.2	2.3	-10.8
		17	-4.5	11.9	12.7	-4.5	11.3	12.2	2.3	-10.8
	10	15	10.4	5.4	11.7	9.9	5.4	11.3	1.9	-4.3
		15	10.4	5.4	11.7	9.9	5.4	11.3	1.9	-4.3
	12	13	-3.4	-.4	3.4	-3.2	-.4	3.2	1.2	-2.1
		13	-3.4	-.4	3.4	-3.2	-.4	3.2	1.2	-2.1
	19	8	-35.8	115.5	120.9	-33.8	123.2	127.7	72.6	5.7

TABELA II.39 - Incoerência entre o previsto e o real para as potências aparentes

Área de Curitiba

EMER- GÊNCIA	CIRCUITO		FLUXO NO CIRCUITO U- SANDO O ESTADO ESTI- MADO PELO 2º MÉTODO			FLUXO NO CIRCUITO COM UM PROGRAMA DE FLUXO DE POTÊNCIA			POTÊNCIA APARENTE PELA FORMULAÇÃO LINEARIZADA(MVA)	
	NUM. DA	NUM. PARA	MW	MVar	MVA	MW	MVar	MVA	VALOR	VARIAÇÃO CASO BASE
	BAR- RA	BAR- RA								
3-23	14	23	10.5	-3.4	11.0	10.3	-3.7	10.9	5.5	-12.9
3-31	3	23	43.9	-1.6	43.9	43.0	.0	43.0	39.6	23.1
	4	6	-2.6	1.3	2.9	-2.5	1.1	2.7	2.0	-.7
	14	23	-33.3	-1.3	33.3	-31.8	-2.6	31.9	26.4	19.1
	16	28	-9.5	10.2	13.9	-9.5	10.3	14.0	7.0	4.9
	14-19	3	-96.1	17.9	97.7	-97.6	15.4	98.8	94.4	30.9
14-19		23	40.4	-8.1	41.2	40.2	-7.3	40.8	34.8	18.3
	4	6	-2.6	1.3	2.9	-2.5	1.1	2.7	2.0	-.7
	7	8	4.2	-2.3	4.8	4.2	-2.4	4.8	3.6	-3.2
	14	23	-30.2	5.3	30.7	-28.9	4.6	29.3	20.2	12.9

TABELA II.40 - Incoerência entre o previsto e o real para as potências aparentes

Área Oeste

em que:

EMER- GÊNCIA	CIRCUITO		FLUXO NO CIRCUITO NO CASO BASE			LIMITE DE CARREGAMENTO (MVar) SITUAÇÃO		
	NUM. DA BARRA	NUM. PARA BARRA	MW	MVar	MVA	NORMAL	EMERG.	
8-22	6	19	-107.3	-76.4	131.7	202	292	
	7	10	13.3	2.7	13.6	46	65	
	10	15	.5	-2.4	2.4	46	65	
		15	.5	-2.4	2.4	46	65	
		20	-4.2	.5	4.2	91	130	
6-16	19	8	38.5	54.7	66.9	202	292	
	5	15	26.0	7.4	27.0	46	65	
		15	26.0	7.4	27.0	46	65	
	7	17	-12.9	-2.4	13.1	46	65	
		17	-12.9	-2.4	13.1	46	65	
	10	15	.5	-2.4	2.4	46	65	
		15	.5	-2.4	2.4	46	65	
	16	15	67.0	55.3	86.9	150	199	
	19	8	38.5	54.7	66.9	202	292	
		18	56.5	44.7	72.0	150	199	
18		56.5	44.7	72.0	150	199		
16-22	4	12	-6.5	-11.1	12.9	46	65	
	6	16	-44.6	19.5	48.7	202	292	
		19	-107.3	-76.4	131.7	202	292	
		7	17	-12.9	-2.4	13.1	46	65
	17	17	-12.9	-2.4	13.1	46	65	
		10	15	.5	-2.4	2.4	46	65
		15	.5	-2.4	2.4	46	65	
	12	13	-.9	-3.1	3.2	46	65	
		13	-.9	-3.1	3.2	46	65	
	19	8	38.5	54.7	66.9	202	292	

Tabela II.41 - Restrições de carregamento para os circuitos com incoerência entre o previsto e o real para as potências aparentes.

Área de Curitiba

EMER- GÊNCIA	CIRCUITO		FLUXO NO CIRCUITO			LIMITE DE CAR-	
	NUM. DA BARRA	NUM. PARA BARRA	NO CASO BASE			REGAMENTO (MVar)	
			MW	MVar	MVA	NORMAL	EMERG.
3-23	14	23	-5.4	-5.0	7.3	91	130
3-31	3	23	15.8	4.7	16.5	91	130
	4	6	-2.5	-1.0	2.7	24	33
	14	23	-5.4	-5.0	7.3	91	130
	16	28	-6.7	5.9	8.9	24	33
	3	10	-63.2	-5.5	63.4	91	130
14-19		23	15.8	4.7	16.5	91	130
	4	6	-2.5	-1.0	2.7	24	33
	7	8	1.9	-6.5	6.7	72	102
	14	23	-5.4	-5.0	7.3	91	130

Tabela II.42 - Restrições de carregamento para os circuitos com incoerência entre o previsto e o real para as potências aparentes

Área Oeste

A melhor aproximação dos fluxos e consequentemente da potência aparente calculados a partir das tensões pós-contingência é que nos sugere uma outra forma de abordagem do problema. Ao invés de linearizar a equação da potência aparente tomando-se o caso base como referência por que não a executar partindo-se de uma solução pós-contingência? Esta solução, conforme já visto e apesar da linearização, conduz a fluxos próximos do real mormente nos de maior expressão. Assim, usando uma destas soluções pode-se evitar as distorções na magnitude que vem ocorrendo. O instante mais adequado parece ser o de encerramento da fase 1-B para o 2º método de simulação de perda de circuito. Neste instante se tem uma das soluções pós-contingência. Recomenda-se pois:

- 1 - A execução da fase 1-B sem as restrições de carregamento.
- 2 - Inclue-se as restrições de carregamento necessárias tomando-se como referência a solução da fase 1-B e os desvios serão então considerados em relação a esta.
- 3 - Executa-se novamente a fase 1 nos mesmos moldes da fase 1-B a qual designaremos de fase 1-C
- 4 - Executa-se a fase 2

Neste instante há que se chamar atenção para o seguinte ponto dentro da nova abordagem proposta: " Inclue-se as restrições de carregamento necessárias..." Justamente neste instante (término da fase 1-B) é possível averiguar os pontos mais críticos em cada emergência. Assim sendo, pôde-se atuar com as restrições estritamente necessárias a cada emergência ao invés de todas elas como seria no caso anterior, com nítida vantagem portanto sobre esta. O ganho é tão expressivo que, dentre os circuitos que apresentaram uma certa incoerência na potência aparente, a maioria não seria considerada ao confrontar os carregamentos com os respectivos limites de carregamento. Tanto o é que somente dois em duas situações, dentre os que apresentam uma certa incoerência na potência aparente , exigiriam uma monitoração do carregamento face à sua aproximação ou superioridade com o limite de carregamento normal, quais sejam:

EMER- GÊNCIA	CIRCUITO		FLUXO NO CIRCUITO COM UM PROGRAMA DE FLUXO DE POTÊNCIA			LIMITE DE CAR REGAMENTO (MVA)SITUAÇÃO	
	NUM. DA	NUM. PARA	MW	MVar	MVA	NORMAL	EMRG.
	BARRA	BARRA					
16-22	6	19	-188.5	-89.0	208.4	202	292
14-19	3	10	-97.6	15.4	98,8	91	130

TABELA II.43

No apêndice E estão os resultados para as mesmas emergências do apêndice D porém executadas segundo a nova proposta em que, a linearização para a monitoração do carregamento, é feita sobre o estado posterior à fase 1-B.

Com o intuito de verificar o proposto e cujos resultados estão no apêndice E, é que se tabelou as mesmas emergência - circuitos levantados no apêndice D com certa incoerência entre o previsto e o real para as potências aparentes. No entanto, nas tabelas a seguir, as potências são as do apêndice E . Assim posto, tem-se:

EMER- GÊNCIA	CIRCUITO		FLUXO NO CIRCUITO U- SANDO O ESTADO ESTI- MADO PELO 2º MÉTODO			FLUXO NO CIRCUITO COM UM PROGRAMA DE FLUXO DE POTÊNCIA			POTÊNCIA APARENTE PELA FORMULAÇÃO LINEARIZADA (MVA)	
	NUM. DA BAR- RA	NUM. PARA BAR- RA	MW	MVar	MVA	MW	MVar	MVA	VALOR	VARIAÇÃO CASO BASE
8-22	6	19	-53.6	-108.9	121.4	-51.8	-113.8	125.0	120.6	-11.5
	7	10	6.0	.3	6.0	6.5	.1	6.5	4.2	-9.4
	10	15	-5.1	-5.4	7.4	-5.7	-4.9	7.5	7.4	5.0
		15	-5.1	-5.4	7.7	-5.7	-4.9	7.5	7.4	5.0
		20	3.1	1.9	3.6	1.6	2.8	3.2	3.4	-.8
6-16	19	8	104.1	80.5	131.6	105.1	80.7	132.5	129.1	62.2
	5	15	19.8	13.4	23.9	19.9	13.6	24.1	23.6	-3.5
		15	19.8	13.4	23.9	19.9	13.6	24.1	23.6	-3.5
	7	17	-10.1	-2.6	10.4	-10.3	-2.5	10.6	9.0	-4.1
		17	-10.1	-2.6	10.4	-10.3	-2.5	10.6	9.0	-4.1
	10	15	.5	5.1	5.1	.0	5.6	5.6	5.1	2.7
		15	.5	5.1	5.1	.0	5.6	5.6	5.1	2.7
	16	15	80.3	27.7	84.9	80.3	27.2	84.8	84.8	-2.1
	19	8	11.0	71.7	72.5	11.5	72.9	73.8	72.4	5.5
		18	55.7	55.1	78.3	56.2	55.6	79.0	80.5	8.4
16-22	4	12	-1.0	-8.3	8.4	.5	-9.5	9.5	8.4	-4.5
	6	16	43.6	57.7	72.3	53.6	59.5	80.1	71.6	23.0
		19	-192.6	-100.1	217.0	-191.3	-106.6	219.0	215.4	83.7
	7	17	-3.8	14.2	14.7	-3.9	13.6	14.1	14.7	1.6
		17	-3.8	14.2	14.7	-3.9	13.6	14.1	14.7	1.6
	10	15	9.6	1.1	9.7	9.2	1.1	9.3	9.6	7.2
		15	9.6	1.1	9.7	9.2	1.1	9.3	9.6	7.2
	12	13	-2.8	1.7	3.3	-2.6	1.7	3.1	3.2	.0
		13	-2.8	1.7	3.3	-2.6	1.7	3.1	3.2	.0
	19	8	-36.2	121.1	126.4	-34.0	128.9	133.3	125.2	58.3

TABELA II.44 - Potências aparentes previstas com a linearização aplicada ao estado pós fase 1-B

Área de Curitiba

EMER- GÊNCIA	CIRCUITO		FLUXO NO CIRCUITO U- SANDO O ESTADO ESTI- MADO PELO 2º MÉTODO			FLUXO NO CIRCUITO COM UM PROGRAMA DE FLUXO DE POTÊNCIA			POTÊNCIA APARENTE PELA FORMULAÇÃO LINEARIZADA(MVA)	
	NUM. DA	NUM. PARA							VALOR	VARIAÇÃO
	BAR- RA	BAR- RA	MW	MVar	MVA	MW	MVar	MVA		CASO BASE
3-23	14	23	10.5	-3.4	11.0	10.3	-3.7	10.9	11.0	-7.4
3-31	3	23	43.9	-1.6	43.9	43.2	.0	43.2	43.9	27.4
	4	6	-2.6	1.3	2.9	-2.5	1.1	2.7	2.8	.1
	14	23	-33.3	-1.3	33.3	-31.8	-2.6	31.9	33.2	25.9
	16	28	-9.5	10.2	13.9	-9.5	10.3	14.0	13.9	11.8
14-19	3	10	-96.1	17.9	97.7	-97.6	15.4	98.8	97.8	34.3
		23	40.4	-8.1	41.2	40.2	-7.3	40.8	41.3	24.8
	4	6	-2.6	1.3	2.9	-2.5	1.1	2.7	2.8	.1
	7	8	4.2	-2.3	4.8	4.2	-2.4	4.8	3.6	-3.2
	14	23	-30.2	5.3	30.7	-28.9	4.6	29.3	30.6	23.3

TABELA II.45 - Potências aparentes previstas com a linearização aplicada ao estado pós fase 1-B

Área Oeste

As duas últimas tabelas comprovam a conveniência em se aplicar a linearização com o intuito de exercer a monitoração do carregamento somente ao cabo da fase 1-B.

Convém notar, também, a diferença de fluxo nos circuitos da área de Curitiba para uma mesma emergência ao confrontar o apêndice E com o D. Isto pode ser explicado. Quando da execução das emergências para o apêndice E, os casos foram remontados segundo uma outra disposição das variáveis, que não a do apêndice D. Uma vez que na área de Curitiba as soluções ótimas são muitas, uma nova disposição das variáveis pode conduzir a uma nova solução e foi o que aconteceu. Estas diferenças são oportunas, pois demonstram a relativa importância dos mecanismos já existentes no sistema para o controle da tensão aplicados a outro fim, qual seja o da monitoração do carregamento. Para ilustrar foram selecionadas algumas situações, quais sejam:

EMER- GÊN- CIA	CIRCUITO		APÊNDICE D			APÊNDICE E			
	NUM. DA BAR-	NUM. PARA BAR-	FLUXO NO CIRCUITO COM UM PROGRAMA DE FLUXO DE POTÊNCIA			FLUXO NO CIRCUITO COM UM PROGRAMA DE FLUXO DE POTÊNCIA			POT. APAREN- TE FORM. LINEAR
			MW	MVar	MVA	MW	MVar	MVA	MVA
8-22	19	8	102.1	63.4	120.2	105.1	80.7	132.5	129.1
6-16	19	8	3.8	41.2	41.4	11.5	72.9	73.8	72.4
	19	18	59.4	73.3	94.3	56.2	55.6	79.0	80.5
		18	59.4	73.3	94.3	56.2	55.6	79.0	80.5
16-22	6	19	-188.5	-89.0	208.5	-191.3	-106.6	219.0	215.4
	16	15	49.7	35.4	61.0	53.3	61.4	81.3	81.0

TABELA II.46

II.6 CONCLUSÃO

O emprego das equações linearizadas (através das matrizes de sensibilidade) na otimização das fontes de reativo para sistemas elétricos de transmissão com configurações semelhantes a da área de Curitiba ou da Oeste, irá, via de regra, conduzir a soluções altamente satisfatórias em que a sub-otimização praticamente inexistente. Nestas circunstâncias faz-se alusão às configurações que uma vez conhecido um dos seus estados, procede-se à otimização sem considerar a desconexão de qualquer dos seus circuitos.

As situações de emergência podem ser manobradas com vantagem usando as matrizes de sensibilidade do caso normal (sem emergência). Dois métodos foram apontados e um deles, o 2º método, demanda um esforço computacional menor em função da peculiaridade citada no item II.3.1 e que está intitulado como "considerações adicionais ". Através deste procedimento é possível cobrir grande parte das emergências de modo aproximado, a menos de algumas onde estão se faz necessário proceder à linearização sobre um dos estados pós-contingência, tido como conhecido.

A formulação para controle de carregamento é válida desde que se observe a colocação feita no item II.5.2 , intitulado " verificação da formulação para o carregamento ", no qual se propõe a linearização após o término da fase 1-B. Se por ventura em algumas das emergências os resultados, ainda assim, não forem satisfatórios, recomenda-se a adoção das linearizações já sobre um dos estados pós-contingência tido como conhecido. Isto significa trabalhar em uma configuração já sem o circuito que simboliza a situação de emergência e da qual conhece-se o seu estado através de um programa de fluxo de potência (não linear).

O que se reforça neste trabalho é a adequabilidade dos modelos linearizados para os propósitos ora expostos. Em decorrência se permite o uso da programação linear com todas as facilidades que lhe são inerentes.

CAPÍTULO III

III.1 INTRODUÇÃO

Uma vez mostrada a praticabilidade dos modelos linearizados na minimização da quantidade do reativo das fontes como um todo (a função objetivo se resumia na minimização do somatório do reativo das fontes), fica evidente o emprego da programação inteira como técnica de solução na minimização dos investimentos necessários à instalação destes recursos para o controle da tensão e do carregamento.

Há, no entanto, aspectos que não podem ser esquecidos dentro de uma proposição de solução. Trata-se de tornar a solução a adequada à operação em quaisquer estado, seja de emergência seja de carga. Além do que a otimização feita para um período de tempo relativamente curto, por exemplo um ano, pode não ser a melhor so lução quando se observa as necessidades de fonte de reativo por um espaço de tempo mais significativo. Tratar de todos estes aspectos a uma só vez, como seria exigido em um tratamento mais ri goroso do assunto, pode se tornar inconveniente nos casos práticos tanto pela sua envergadura como pelo esforço computacional quando do emprego da programação inteira. A magnitude do problema à luz de todas estas facetas está quantificada no item subsequente para um caso exemplo, o da área oeste.

Se possível, deve-se adotar uma forma de solução em que se explore peculiaridades inerentes aos próprios sistemas elétricos de potência. Nesta forma de abordagem a solução alcançada po de não ser a ótima porém, se for uma solução melhorada, pode ser o suficiente já que nos casos práticos há alguma incerteza nos valores da carga não justificando portanto uma maior rigorosidade na condução do problema.

III.2 PROCESSOS DE MINIMIZAÇÃO DO INVESTIMENTO

Até o momento as soluções para os dois casos exemplos foram obtidos considerando sempre a minimização da soma do reativo das fontes passíveis de serem locadas. Isto ocorre atribuindo um só custo para o reativo conforme pode ser constatado pela forma da função objetivo na equação II.1 e aqui transcrita:

$$F = \sum_i |\Delta B_i| + \epsilon \sum_j \Delta u'_j + \epsilon \sum_\ell \Delta p_\ell \quad (\text{III.1})$$

ou ainda:

$$F = \sum_i C_i |\Delta B_i| + \epsilon \sum_j \Delta u'_j + \epsilon \sum_\ell \Delta p_\ell \quad (\text{III.2})$$

em que:

$$C_i = 1 \text{ para } \forall i \quad (\text{III.3})$$

$$\Delta Q_i = \Delta B_i \text{ na tensão de 1 pu} \quad (\text{III.4})$$

Comprova-se, pois, tratar-se da minimização da soma da potência reativa das fontes à tensão de 1 pu e a um custo igual à unidade ($C_i = 1$ para $\forall i$).

Porém o custo por unidade de potência reativa efetivamente utilizada não é único e nem sequer constante. O custo depende do tipo, da capacidade da fonte e do quanto se utiliza. Os tipos usuais são os geradores síncronos, compensadores estáticos e os bancos de capacitores e reatores. Quanto menos se utiliza da capacidade de uma fonte de reativo maior é o custo por unidade de potência reativa efetivamente utilizada. Além disso, os bancos de capacitores e reatores só operam com valores discretos de capacidade. Para que se possa delinear uma idéia da variação de custos com a capacidade, toma-se o dos bancos de capacitores padronizados pela COPEL:

C U S T O				
BANCO DE CAPACITORES (MVar)	BASE DE PREÇO: FEV/81		EXTRAPOLADO P/FEV/83 INFLAÇÃO = 100% a.a.	
	Cr\$	Cr\$/KVar	Cr\$	Cr\$/KVar
1.2	1 863 473,00	1 553,00	7 453 892,00	6 212,00
2.4	2 207 355,00	920,00	8 829 420,00	3 679,00
4.8	2 700 947,00	563,00	10 803 788,00	2 251,00

TABELA III.1 - Custo dos bancos de capacitores padrões para 13,8 KV

Nota-se na Tabela III.1 que quanto maior a capacidade menor é o custo por KVar. Esta situação é gerada pela expressividade dos custos fixos, ou quase fixos, quando comparado com o total do banco. Estes custos são chaves, estrutura e barramento, mão de obra e obras civis, basicamente. O apêndice F mostra a composição dos custos para estes bancos.

A técnica mais indicada à manipulação dos investimentos em problemas linearizados, como é o caso, deveria ser o da programação inteira. Para ser mais rigoroso, todos os estados, normal e de emergência, deveriam ser abarcados a uma só vez, para o qual se recomenda como técnica de solução o algoritmo de decomposição de Benders. Entretanto, uma forma heurística de solução é proposta, através da qual uma boa solução pode ser alcançada.

III.2.1 Método Heurístico aplicado à área Oeste

Empregando os bancos padrões para 13.8 KV da Tabela III.1 na área oeste é possível definir as seguintes composições:

BARRA		BANCO	
NÚMERO	LIMITE (MVar)	POTÊNCIA (MVar)	QUANTIDADE
1	2.4	2.4	1
4	2.4	2.4	1
8	4.8	4.8	1
10	12.0	4.8	2
		2.4	1
11	12.0	4.8	2
		2.4	1
13	9.6	4.8	2
14	9.6	4.8	2
15	4.8	4.8	1
17	2.4	2.4	1
20	9.6	4.8	2
21	12.0	4.8	2
		2.4	1
23	6.0	4.8	1
		1.2	1
24	4.8	4.8	1
27	4.8	4.8	1
29	1.2	1.2	1
31	1.2	1.2	1
TOTAL			26

TABELA III.2 - Bancos de capacitores por barra

Obviamente nas barras onde se permite a locação de capacitores e que não são de 13.8 KV, já que os bancos o são, é porque há barramentos com a tensão de 13.8 KV ligados a estes e que não foram representados. Supõe-se que o efeito seja o mesmo.

Com base nas tabelas II.18, II.19, e III.2 se tem:

quantidade de transformadores	=	10
número de geradores	=	2
quantidade de capacitores	=	<u>26</u>
Total de variáveis	=	38

Na área Oeste até o momento foram analisados 9 estados, o normal e 8 de emergência. Se estas situações fossem tratadas a uma só vez, ter-se-ia:

$$38 \times 9 = 342 \text{ variáveis}$$

Considerando os vários estados de carga mais usuais quais sejam o de ponta, carga média e leve, chega-se a:

$$342 \times 3 = 1026 \text{ variáveis}$$

No entanto na área oeste pode-se contar com pelo menos 20 emergências simples que podem conduzir a uma solicitação maior do sistema elétrico de potência. Portanto ao invés de 9 estados (8 de emergência e um normal), ter-se-ia 21 estados o que eleva as já 1026 variáveis em número apreciável para:

$$\frac{1026}{9} \times 21 = 2394 \text{ variáveis}$$

Além dessas variáveis deve-se gerar outras que as interliguem de uma forma conveniente haja visto que um só capacitor associado a uma barra pode ser utilizado em vários estados e deve-se considerá-lo como um só na função objetivo. Por exemplo, na barra 10 de cada estado k deve-se ter:

$$\Delta B_{10k} = \frac{4.8}{100} \omega_{10ka} + \frac{4.8}{100} \omega_{10kb} + \frac{2.4}{100} \omega_{10kc} \quad (\text{III.5})$$

para um MVA base de 100 em que:

$$\omega_{10ka} = 0 \text{ ou } 1 \quad (\text{III.6})$$

$$\omega_{10kb} = 0 \text{ ou } 1 \quad (\text{III.7})$$

$$\omega_{10kc} = 0 \text{ ou } 1 \quad (\text{III.8})$$

Na função objetivo o investimento na barra 10 em bancos de capacitores seria medido por:

$$\begin{aligned} & (\text{custo de um banco de capacitor de } 4.8 \text{ MVar}) \times z_{10a} + \\ & (\text{custo de um banco de capacitor de } 4.8 \text{ MVar}) \times z_{10b} + \\ & (\text{custo de um banco de capacitor de } 2.4 \text{ MVar}) \times z_{10c} \end{aligned} \quad (\text{III.9})$$

onde então:

$$z_{10a} \geq \frac{1}{n^{\circ} \text{ de estados}} \left(\sum_{K=1}^{n^{\circ} \text{ de estados}} \omega_{10ka} \right) \quad (\text{III.10})$$

$$z_{10b} \geq \frac{1}{n^{\circ} \text{ de estados}} \left(\sum_{K=1}^{n^{\circ} \text{ de estados}} \omega_{10kb} \right) \quad (\text{III.11})$$

$$z_{10c} \geq \frac{1}{n^{\circ} \text{ de estados}} \left(\sum_{K=1}^{n^{\circ} \text{ de estados}} w_{10kc} \right) \quad (\text{III.12})$$

em que:

$$z_{10a} = 0 \text{ ou } 1 \quad (\text{III.13})$$

$$z_{10b} = 0 \text{ ou } 1 \quad (\text{III.14})$$

$$z_{10c} = 0 \text{ ou } 1 \quad (\text{III.15})$$

As variáveis z se identificam como as de interligação e são em número de 26 para o caso exemplo, o que totaliza:

$$26 + 2394 = 2420 \text{ variáveis}$$

Então seriam 2420 variáveis para apenas um período de tempo, por exemplo um ano. Para vários anos o número de variáveis sobe assustadoramente. Além do que, estar-se-ia tratando de um caso exemplo que, por sua vez, é parte de um sistema. Dir-se-ia um caso "pequeno" o da área Oeste porém com um número de variáveis que o coloca dentre os problemas de grande porte para a programação linear.

III.2.1.1 Apreciação

Neste tópicó propõe-se um método Heurístico que explora as características inerentes ao próprio sistema elétrico de potência. Através deste processo pode-se chegar a uma boa solução.

A condução da solução, para fins ilustrativos, restringer-se-á ao estado dito normal para a área oeste e às suas contingências constantes no apêndice A e B. As soluções para estas configurações estão resumidas no quadro que segue onde a preocupação foi a minimização da soma do reativo das fontes passíveis de serem locadas. Isto ocorre atribuindo um só custo para o reativo, tal como tem sido feito até então. Assim, os resultados tabelados representam o agrupamento dos já obtidos anteriormente.

NÚMERO DA BARRA	POTÊNCIA DAS FONTES DE REATIVO (MVar)									
	SITUAÇÃO									VALOR MÁXIMO
	NORMAL	DE EMERGÊNCIA								
		(CIRCUITO COMPREENDIDO ENTRE AS BARRAS TERMINAIS)								
		3-23	3-31	6-16	7-8	14-19	14-23	16-28	9-28	
1	2.4		2.4		1.1	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
4	2.4		2.4		1.9	2.4	.8		2.4	2.4
8			3.3							4.8
10										12
11										12
13						6.4			2.0	9.6
14	9.5	9.6	9.6	6.6	7.4	9.6	9.6	8.5	9.6	9.6
15			4.8	4.8		4.5		.1	4.8	4.8
17		2.4	2.4				2.4			2.4
20										9.6
21										12
23	6.0	6.0	6.0			6.0			6.0	6
24	2.2	1.7	3.1	.4	.4	.4	1.9	.4	.5	4.8
27				3.9					4.8	4.8
29	1.2	1.2	1.2	.6	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
31	1.2	1.2	1.2		1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
TOTAL	24.9	22.1	36.4	16.3	13.2	34.1	19.5	13.8	34.9	99.6

TABELA III.3 - Potência das fontes de reativo proveniente da otimização quando se utiliza um só custo para o reativo

Da tabela acima percebe-se que há uma forte tendência em atingir o valor limite do reativo permitido em algumas barras. Esta peculiaridade decorre de uma sensibilidade maior destas barras com relação às outras em responder à locação de reativo. Se o custo por unidade de reativo dos bancos de capacitores fosse o da Tabela III.1 (Cr\$/KVar), função do tipo e da capacidade da fonte , então onde se atingisse o limite o custo aí computado passaria a ser o real. Com todas as fontes locadas estando no limite, a solução passaria a ser a ótima. Dado o forte acentuamento da tendência em atingir o valor limite do reativo dos bancos, pode-se utilizar a programação linear com efeito quase idêntico ao da inteira.

Utilizando as composições de bancos de capacitores por barra da Tabela III.2 e atribuindo os custos específicos a cada banco de acordo com a Tabela III.1 ou seja, Cr\$ 6 212,00/KVar para os de 1.2 MVar, Cr\$ 3 679,00/KVar para os de 2.4 MVar e Cr\$.. 2 251,00/KVar para os de 4.8 MVar, tem-se os seguintes resultados:

NÚME- RO DA BARRA	POTÊNCIA DAS FONTES DE REATIVO (MVar)									
	SITUAÇÃO									
	NORMAL	DE EMERGÊNCIA								VALOR MÁXI- MO
		3-23	3-31	6-16	7-8	14-19	14-23	16-28	9-28	
1	1.2		2.4			2.4			2.1	2.4
4										2.4
8			4.8			4.8			2.3	4.8
10										12
11										12
13	3.6		7.6			9.6			9.6	9.6
14	9.6	9.6	9.6	3.8	8.5	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6
15	4.8	4.6	4.8	4.8	2.3	4.8	4.1	.9	4.8	4.8
17		.4	2.4				.3			2.4
20										9.6
21										12
23	4.8	6.0	4.8	4.2	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	6
24	2.1	4.8	4.8	.4	.4	.4	4.8	.4	.5	4.8
27				3.9					4.8	4.8
29	1.1					.9		.3		1.2
31										1.2
TOTAL	27.2	25.4	41.2	17.1	16.0	37.3	23.6	16.0	38.5	99.6

TABELA III.4 - Potência das fontes de reativo proveniente da otimização quando se utiliza custos específicos a cada banco de acordo com a Tabela III.1

nos quais os custos detetados no processo de otimização foram os seguintes:

CUSTO EM MILHARES DE Cr\$								
SITUAÇÃO								
NORMAL	DE EMERGÊNCIA							
	3-23	3-31	6-16	7-8	14-19	14-23	16-28	9-28
67 297.9	62 499.8	99 595.6	38 492.1	36 016.0	90 954.4	53 552.0	37 204.3	89 662.3

TABELA III.5 - Custo mínimo detetado no processo de otimização quando se utiliza custos específicos a cada banco de acordo com a Tabela III.1

Considerando a necessidade de reativo de cada solução parcial é possível, de imediato, definir uma solução que seja global. Da Tabela III.4 as barras que não tiveram bancos de capacitores alocados foram as de número 10, 11, 20, 21 e 31, restando pois:

SOLUÇÃO GLOBAL				
BARRA Nº	POTÊN- CIA (MVar)	BANCOS		
		POTÊN- CIA (MVar)	QUANTIDA- DE	CUSTO: FEV/83 (Cr\$)
1	2.4	2.4	1	8 829 420.00
4	1.2	2.4	1	8 829 420.00
8	4.8	4.8	1	10 803 788.00
13	9.6	4.8	2	21 607 576.00
14	9.6	4.8	2	21 607 576.00
15	4.8	4.8	1	10 803 788.00
17	2.4	2.4	1	8 829 420.00
23	6.0	4.8	1	10 803 788.00
		1.2	1	7 453 892.00
24	4.8	4.8	1	10 803 788.00
27	4.8	4.8	1	10 803 788.00
29	1.1	1.2	1	7 453 892.00
TOTAL				138 630 136.00

TABELA III.6 - Solução que reúne todas as soluções parciais.

Esta é uma das soluções. Porém uma solução de menor custo seria o desejado. Neste intento deve-se desenvolver um processo de procura da melhor solução com base em algumas evidências. Uma delas está no fato da solução ótima que venha a satisfazer simultaneamente a todas as situações (normal e de emergência) terá o seu custo senão maior pelo menos igual ao de maior custo dentre as soluções parciais. A de maior custo é a da emergência 3-31 conforme pode ser constatado pela Tabela III.5. Nesta situação (3-31), as barras que detem o reativo atingiram o limite de um ou mais bancos de capacitores (Tabela III.4) com exceção de uma barra, a de número 13. Na barra 13 tem-se o custo de um banco de 4.8 MVAR mais a fração de um outro de 4,8 MVAR, ou seja, 58% ($2.8 \div 4.8$) do seu custo. A esta fração se pode atribuir um banco de 4.8 MVAR, perfazendo um total de dois bancos de 4.8 MVAR na barra 13. Necessariamente não é a melhor solução para esta emergência, uma vez que um banco de 1.2 ou de 2.4 MVAR em uma barra que não a de número 13 e que produza o mesmo efeito que os seus 2.8 MVAR, seria mais vantajoso que o de 4.8 MVAR. Isto é possível porque a fração do banco de 4.8 MVAR na barra 13 computado à base de 2.8 MVAR x Cr\$ 2 251,00/KVAR ou seja igual a Cr\$ 6 302 800,00 está aquém do custo de um banco de 1.2 MVAR ou de um de 2.4 MVAR os quais, por sua vez, tem os seus custos abaixo de um de 4.8 MVAR exigido pela fração de 2.8 MVAR na barra 13. Porém o que se procura é uma solução melhorada que abranja todas as situações e que, necessariamente, não será a da emergência 3-31. O propósito é contar com uma solução para a de maior custo, ou seja para a emergência 3-31. Em função desta solução é que se desenvolve a primeira fase da sistemática proposta. Portanto, fica assim uma das soluções para a emergência 3-31, a mais imediata no atual estágio:

NÚMERO DA BARRA	BANCO	
	POTÊNCIA (MVar)	QUAN- TIDADE
1	2.4	1
8	4.8	1
13	4.8	2
14	4.8	2
15	4.8	1
17	2.4	1
23	4.8	1
24	4.8	1

TABELA III.7 - Solução para a perda do circuito compreendido entre as barras terminais de número 3 e 31.

III.2.1.2 Primeira fase do método

Dentro do escopo desta fase está a busca de uma primeira solução para o conjunto de situações (normal e de emergência) já observando, quando da locação para uma situação, a disponibilidade de fontes de reativo oriundas de uma solução que cubra situações anteriormente analisadas. Faz-se necessário pois, classificar as várias situações. Classificando-as por ordem decrescente de custo, vem:

SITUAÇÃO	CUSTO (MILHARES DE Cr\$.)
PERDA DO CIRCUITO 3-31	99 595.6
PERDA DO CIRCUITO 14-19	90 954.4
PERDA DO CIRCUITO 9-28	89 662.3
NORMAL	67 297.9
PERDA DO CIRCUITO 3-23	62 499.8
PERDA DO CIRCUITO 14-23	53 552.0
PERDA DO CIRCUITO 6-16	38 492.1
PERDA DO CIRCUITO 16-28	37 204.3
PERDA DO CIRCUITO 7-8	36 016.0

TABELA III.8 - Soluções parciais classificadas por ordem decrescente de custo

Tomando como solução inicial a da emergência 3-31 (vide Tabela III.7) com custo unitário (Cr\$ 1,00/KVAr) e procedendo a locação para as outras situações na sequência indicada pela Tabela III.8 em que, havendo necessidade de um outro banco, este passará com custo unitário para os casos subsequentes, tem-se:

POTÊNCIA DAS FONTES DE REATIVO (MVar)												
NÚMERO DA BARRA	SITUAÇÃO											SOLUÇÃO FINAL
	DE EMERGÊNCIA					NORMA	DE EMERGÊNCIA					
	3-31	14-19		9-28			3-23	14-23	6-16	16-28	7-8	
	SOL	SOL	ADIC	SOL	ADIC		SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	
1	2.4	2.4		2.4		2.4	2.4					2.4
4												
8	4.8	4.8		4.8								4.8
10												
11												
13	9.6	9.6		9.6		2.2						9.6
14	9.6	9.6		9.6		9.6	9.6					9.6
15	4.8	4.8		4.8		4.8	.2					4.8
17	2.4	2.4		2.4			2.4					2.4
20												
21												
23	4.8	4.8		4.8		4.8	4.8					4.8
24	4.8	4.8		4.8		2.1	4.8					4.8
27				1.7	(4.8)							4.8
29		.6	(1.2)	1.2		1,2	1.2					1.2
31												

TABELA III.9 - Soluções obtidas quando se aplica a sistemática proposta na primeira fase.

O custo unitário para as fontes que irão compor a solução final deu-se por conveniência, pela simples razão de ser este valor desprezível quando comparado com o dos outros bancos (Cr\$ 6 212,00/KVAr, para os de 1.2 MVar; Cr\$ 3 679,00/KVAr para os de 2.4 MVar ; Cr\$ 2 251,00/KVAr para os de 4.8 MVar). Com isto se tem dois objetivos. O primeiro é o de forçar a utilização dos bancos que compõem uma solução para um certo número de estados, no caso que será otimizado a seguir. Com isto serão utilizados inicialmente os recursos já locados até o momento antes de investir em novos bancos de capacitores. O outro objetivo está no fato do custo ser relativamente desprezível porém não nulo. Isto é, se o recurso já locado a custo unitário for dispensável na solução o mesmo não será locado o que poderia não acontecer se o custo fosse zero. Este tipo de informação é importante para a segunda fase do método Heurístico que está sendo proposto.

As soluções que constam na Tabela III.4 para as emergências 14-23, 6-16, 16-28 e 7-8, já observam a disponibilidade das fontes provenientes de uma solução que cobre as situações anteriores. Em consequência, dispensa-se a otimização para estas situações já que os resultados da Tabela III.4 constituem-se em uma das soluções que lança mão única e exclusivamente das fontes disponíveis a preço unitário por KVAR, fontes estas que irão compor a primeira solução global.

A solução final obtida nesta primeira fase apresenta algumas vantagens com relação à solução que reúne todas as soluções parciais (Tabela III.6). Enquanto os bancos por barra na solução final estão também na solução que reúne as parciais, já a recíproca deixa de ser verdadeira. É o caso do banco de capacitor na barra 4 com 2.4 MVAR e o da barra 23 com 1.2 MVAR. Portanto a solução proposta na Tabela III.9 constitui-se em uma solução melhorada quando comparada à da Tabela III.6.

III.2.1.3 Segunda fase do método

A solução obtida até o presente momento e constante na Tabela III.9 (solução final da primeira fase) pode apresentar bancos de capacitores totalmente dispensáveis. Os bancos de capacitores que forçosamente vão sendo compelidos a entrar na solução global da primeira fase podem permitir a dispensa de bancos tanto nos estados anteriormente analisados aos que detetaram a necessidade de novos bancos, como neste e nos que lhe seguem no processo de otimização. Isto porque a solução ao evoluir para o global pode colocar a disposição novos recursos a custo desprezível que a partir de então podem ser atraentes nos casos anteriormente analisados permitindo a dispensa de alguns que lhe foram postos à disposição também a custo desprezível. É obvio que se não houvesse necessidade de novos recursos para a obtenção de uma solução global a partir da solução parcial da de maior custo, não haveria necessidade de executar a 2ª fase pois deixaria de existir a possibilidade de dispensa. Isto significa que no caso exemplo a solução individual para a perda do circuito 3-31 deveria coincidir com a solução final da 1ª fase (solução global). Porém não é o caso uma vez que a emergência 14-19 exigiu um banco de 1.2 MVAR na barra 29 e a 9-28 um banco de 4.8 MVAR na barra 27 (vide Tabela III.9).

O sequenciamento dos bancos passíveis de dispensa pode ter o seu critério definido pela importância que representam dentro do conjunto de situações. Para executar esta avaliação, a solução obtida para cada situação deve ocorrer a um custo unitário por KVAR para os bancos indicados pela solução final da primeira fase. Nem todas as situações da Tabela III.9 foram obtidas sob estas condições de custo, uma vez que os bancos adicionados progressivamente ocorreram a um custo real tanto nas situações que forçaram a inclusão à solução como nas anteriores. Reprocessando os casos que se fazem necessários tem-se novas soluções. Envolvendo todas as soluções inclusive as novas em substituição às anteriores, vem:

NÚME- RO DA BARRA	POTÊNCIA DAS FONTES DE REATIVO (MVar)									
	SOLU- ÇÃO GLO- BAL	SITUAÇÃO								
		DE EMERGÊNCIA			NORMAL	DE EMERGÊNCIA				
		3-31	14-19	9-28		3-23	14-23	6-16	16-28	7-8
1	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	1.1		2.4	1.5
8	4.8	4.8	4.8	:						
13	9.6	4.5	8.7	8.5	2.2					
14	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	3.4	5.3	4.0
15	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	.2		4.8	.4	2.3
17	2.4	2.4				2.4	2.4			
23	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
24	4.8	4.8	.4	.5	2.1	4.8	1.6	.4	.4	.4
27	4.8			4.8				3.9		
29	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2		1.2	1.2
TOTAL	49.2	39.3	36.7	36.6	27.1	25.4	20.7	17.3	14.5	14.2

TABELA III.10 - Potência das fontes de reativo proveniente da otimização quando se utiliza os custos da Tabela III.1 para o KVar a menos dos da solução global aos quais se atribui custos unitários

A atribuição de custos desprezíveis ao bancos da solução global, força a adoção destes no resultado que é obtido para cada situação. O fato de se ter o mesmo custo desprezível para os bancos da solução global, porém não nulo, está em que a distribuição das fontes em cada situação será realizada de acordo com a sensibilidade das barras à locação do reativo e os que forem dispensáveis não serão utilizados. Desta forma se sobressaem a cada situação os bancos que são mais vitais, o que é de todo conveniente ao processo de orientação para a classificação dos bancos passíveis de dispensa.

A classificação dar-se-á observando a porcentagem de um valor que denominaremos de folga em por cento. Para exemplificar tome-se a barra 8. Na solução global se tem locado à barra 8 um banco de capacitor de 4.8 MVAR porém, na solução otimizada da emergência 3-23, é nula a necessidade deste banco e o custo da folga parcial associada a esta situação nesta barra passa a ser de 4.8 MVAR X Cr\$ 1,00/KVAR (4.8 - 0 = 4.8). A folga global é a soma das parciais que para a barra 8 passa a ser:

SITUAÇÃO		SOLUÇÃO	FOLGA PARCIAL (MILHARES DE Cr\$)
DE EMERGÊNCIA	3-31	4.8	0.0
	14-19	4.8	0.0
	9-28	0.0	4.8
NORMAL		0.0	4.8
DE EMERGÊNCIA	3-23	0.0	4.8
	14-23	0.0	4.8
	6-16	0.0	4.8
	16-28	0.0	4.8
	7-8	0.0	4.8
Σ FOLGAS PARCIAIS			33.6

Tabela III.11 - Folga para a barra 8

A folga em por cento é calculada tomando-se como referência o custo do banco de capacitor locado na barra multiplicado pelo número de situações analisadas. Para a barra 8 é:

$$\frac{33.6}{9 \times 4.8} = 77.77 = 78\%$$

Note-se que o custo por KVAR é o unitário, o que foi realmente computado nas soluções otimizadas da Tabela III.10.

Assim posto, as folgas em por cento para as várias barras onde foram locados os bancos de capacitores é a seguinte:

Nº BAR RA	POT. (MVar) E FOLGA (MVar) NAS FONTES DE REATIVO																					
	SOL GLO BAL	SITUAÇÃO																		FOLGA		
		DE EMERGÊNCIA						NORMAL		DE EMERGÊNCIA												
		3-31		14-19		9-28				3-23		14-23		6-16		16-28		7-8		MILH.	%	
		SOL	FOL	SOL	FOL	SOL	FOL	SOL	FOL	SOL	FOL	SOL	FOL	SOL	FOL	SOL	FOL	SOL	FOL			de Cr\$
		1	2.4	2.4	-	2.4	-	2.4	-	2.4	-	2.4	-	1.1	1.3	0	2.4	2.4	-	1.5	.9	4.6
8	4.8	4.8	-	4.8	-	0	4.8	0	4.8	0	4.8	0	4.8	0	4.8	0	4.8	0	4.8	33.6	78	
13	9.6	4.5	5.1	3.7	.9	8.5	1.1	2.2	7.4	0	9.6	0	9.6	0	9.6	0	9.6	0	9.6	62.5	72	
14	9.6	9.6	-	9.6	-	9.6	-	9.6	-	9.6	-	9.6	-	3.4	6.2	5.3	4.3	4.0	5.6	16.1	19	
15	4.8	4.8	-	4.8	-	4.8	-	4.8	-	4.2	4.6	0	4.8	4.8	-	.4	4.4	2.3	2.5	16.3	38	
17	2.4	2.4	-	0	2.4	0	2.4	0	2.4	2.4	-	2.4	-	0	2.4	0	2.4	0	2.4	14.4	67	
23	4.8	4.8	-	4.8	-	4.8	-	4.8	-	4.8	-	4.8	-	4.8	-	4.8	-	4.8	-	.0	0	
24	4.8	4.8	-	.4	4.4	.5	4.3	2.1	2.7	4.8	-	1.6	3.2	.4	4.4	.4	4.4	.4	4.4	27.8	64	
27	4.8	0	4.8	0	4.8	4.8	-	0	4.8	0	4.8	0	4.8	3.9	.9	0	4.8	0	4.8	34.5	80	
29	1.2	1.2	-	1.2	-	1.2	-	1.2	-	1.2	-	1.2	-	0	1.2	1.2	-	1.2	-	1.2	11	
TOTAL FOLGA	9.9		12.5		12.6		22.1		23.8		28.5		31.9		34.7		35.0					

TABELA III.12 - Folga nas barras para a solução da primeira fase

A barra que mais sobressai quanto a folga é a de número 27, com 80%. Assim a primeira tentativa de eliminação será a do banco de 4.8 MVar locado a esta barra. Todas as situações, com exceção das emergências 9-28 e 6-16, dispensaram este banco para o controle da tensão.

Portanto ficam sujeitas à verificação quanto à possibilidade de dispensa do banco na barra 27 as emergências 9-28 e 6-16. Para tanto basta reprocessar estes dois casos em que se toma os bancos da solução global a um custo por KVAR unitário, com exceção do de 4.8 MVAR na barra 27 e dos restantes computados ao custo da Tabela III.1 (Cr\$ 2 251,00/KVAR para o banco de 4.8 MVAR na barra 27).

Contudo, antes de enveredar na tentativa de supressão do banco de 4.8 MVAR na barra 27 é possível se certificar de antemão se há chances em semelhante propósito. A constatação é feita através da folga existente entre a solução de cada caso já obtida anteriormente e a da solução global, posta em termos de custo (Cr\$). Transportando as soluções da Tabela III.12, tem-se para as emergências 9-28 e 6-16 (os custos para estes bancos foram computados a base de Cr\$ 1,00/KVAR nas soluções da Tabela III.10).

NÚMERO DA BARRA	SOL. GLOBAL (MVar)	PERDA DO CIRCUITO 9-28				PERDA DO CIRCUITO 6-16			
		SOLUÇÃO (MVar)	FOLGA (MVar)	CUSTO (Cr\$/KVar)	FOLGA (MIL Cr\$)	SOLUÇÃO (MVar)	FOLGA (MVar)	CUSTO (CR\$/KVar)	FOLGA (MIL Cr\$)
1	2.4	2.4	-			0	2.4	1.00	2.4
8	4.8	0	4.8	1.00	4.8	0	4.8	1.00	4.8
13	9.6	8.5	1.1	1.00	1.1	0	9.6	1.00	9.6
14	9.6	9.6	-			3.4	6.2	1.00	6.2
15	4.8	4.8	-			4.8	-		
17	2.4	0	2.4	1.00	2.4	0	2.4	1.00	2.4
23	4.8	4.8	-			4.8	-		
24	4.8	.5	4.3	1.00	4.3	.4	4.4	1.00	4.4
27	4.8	4.8	X			3.9	X		
29	1.2	1.2	-			0	1.2	1.00	1.2
		Σ FOLGA			12.6	Σ FOLGA			31

TABELA III.13 - Folga passível de utilização com a supressão do banco de 4.8 MVAR na barra de número 27.

O custo que tem que ser realocado na emergência 9-28 é da ordem de 4.8 MVar x Cr\$ 1,00 /KVar , portanto de 4.8 em milhares de Cr\$ e o da emergência 6-16 é de 3.9 MVar x Cr\$ 1,00/KVar, ou seja de 3.9 em milhares de Cr\$.Resumindo vem:

TENTATIVA DE SUPRESSÃO DO BANCO NA BARRA 27 (80% DE FOLGA)			
SITUAÇÕES PASSÍVEIS DE VERIFICAÇÃO	CUSTO (MILHARES DE Cr\$)		(A SER REALOCAR)
	FOLGA SEM O BANCO	A SER REALOCADO	/FOLGA (%)
PERDA DO CIRCUITO 9-28	12.6	4.8	38
PERDA DO CIRCUITO 6-16	31.0	3.9	13

TABELA III.14 - Verificação da possibilidade de supressão do banco na barra 27.

Se o custo da folga fosse menor que o do reativo que vai ser suprimido então seria impossível haver uma solução calcada tão somente nos recursos da global com a eliminação do banco de 4.8 MVar na barra 27. Isto porque se fosse viável, haveria uma solução de menor custo que a constante na Tabela III.10, o que se constitui em um contra-senso. Como o custo proveniente da barra 27 a ser realocado é menor que a folga que existe nos bancos das outras barras em relação à solução global, há alguma possibilidade em suprimir o banco e alcançar uma solução de custo mais elevado que o da Tabela III.10.

As situações serão executadas em ordem decrescente do quociente entre o que se tem por realocar e a folga. Desta forma, a emergência 9-28 (38%- Tabela III.14) deve ser a primeira sujeita à observação quanto a uma provável dependência do banco de 4.8 MVar na barra de número 27.

Se for confirmada a dispensa do banco na situação 9-28, deve-se analisar a perda do circuito 6-16 (13% - Tabela III.14), caso contrário encerra-se a verificação já na 9-28.

Reprocessando na expectativa de supressão do banco de 4.8 MVar na barra 27, vem:

TENTATIVA DE SUPRESSÃO DO BANCO NA BARRA 27			
NÚME- RO DA BARRA	POTÊNCIA DAS FONTES DE REATIVO (MVar)		
	SITUAÇÃO		
	DE EMERGÊNCIA		
	9-28	6-16	
1	2.4		
4			
8	4.8		
10			
11			
13	9.6		
14	9.6		
15	4.8		
17	2.4		
20			
21			
23	4.8		
24	4.8		
27	(1.7)		
29	1.2		
31			

TABELA III.15 - Reprocessamento com os bancos da solução global da Tabela III.10 a um custo por KVar unitário, com exceção do da barra 27 e dos restantes tomados ao custo da Tabela III.1

A primeira emergência com menor folga (9-28) não permitiu a liberação do banco na barra 27. Observe que os recursos disponíveis nas outras barras da solução global (Tabela III.10) foram usados na íntegra e, mesmo assim, não foi possível suprimir o da barra 27.

A próxima barra na Tabela III.12 com maior folga é a barra 8. De forma análoga ao descrito até o momento chega-se às Tabelas abaixo.

TENTATIVA DE SUPRESSÃO DO BANCO DA BARRA 8 (78% DE FOLGA)			
SITUAÇÕES PASSÍVEIS DE VERIFICAÇÃO	CUSTO (MILHARES DE Cr\$)		(A SER RE
	FOLGA SEM O BANCO	A SER REALOCADO	ALOCADO) / FOLGA (%)
PERDA DO CIRCUITO 3-31	9.9	4.8	48
PERDA DO CIRCUITO 14-19	12.5	4.8	38

TABELA III.16 - Verificação da possibilidade de supressão do banco na barra 8.

Mais uma vez há a possibilidade de suprimir o banco de 4.8 MVar na barra 8, já que o custo da folga em qualquer um dos casos é superior ao que vai ser realocado.

Reprocessando as duas situações de emergência na esperança de supressão do banco de 4.8 MVar na barra 8, vem:

TENTATIVA DE SUPRESSÃO DO BANCO NA BARRA 8			
NÚME- RO DA BARRA	POTÊNCIA DAS FONTES DE REATIVO (MVar)		
	SITUAÇÃO		
	DE EMERGÊNCIA		
	3-31	14-19	
1	2.4	2.4	
4			
8	OK!	OK!	
10			
11			
13	9.4	9.6	
14	9.6	9.6	
15	4.8	4.8	
17	2.4		
20			
21			
23	4.8	4.8	
24	4.8	3.0	
27		4.8	
29	1.2	1.2	
31			

TABELA III.17 - Reprocessamento com as bancos da solução global da Tabela III.10 a um custo por KVar unitário, com exceção do da barra 8 e dos restantes tomados ao custo da Tabela III.1

Percebe-se da Tabela III.17 que somente os bancos da solução global da Tabela III.10 (solução final da 1ª fase) foram alocados, dispensando o banco de 4.8 MVar na barra 8.

Visualiza-se assim uma nova solução global que reúne os bancos da solução final da 1ª fase a menos do da barra 8, constituindo-se portanto em uma outra solução bem mais atraente sob o ponto de vista de investimento. Logo, surge a 1ª solução da 2ª fase.

Agrupando as soluções das emergências 3-31 e 14-19 da Tabela III.17 com as dos outros estados da Tabela III.10, vem:

Nº DA BAR- RA	POT. (MVar) E FOLGA (MILHARES DE Cr\$) NAS FONTES DE REATIVO																					
	SOL GLO BAL	SITUAÇÃO																		FOLGA		
		DE EMERGÊNCIA						NORMAL	DE EMERGÊNCIA													
		3-31		14-19		9-28			3-23		14-23		6-16		16-28		7-8		MILH.			%
		SOL	FOL	SOL	FOL	SOL	FOL	SOL	FOL	SOL	FOL	SOL	FOL	SOL	FOL	SOL	FOL	SOL		FOL	Cr\$	
1	2.4	2.4	-	2.4	-	2.4	-	2.4	-	2.4	-	1.1	1.3	0	2.4	2.4	-	1.5	.9	4.6	21	
13	9.6	9.4	.2	9.6	-	8.5	1.1	2.2	7.4	0	9.6	0	9.6	0	9.6	0	9.6	0	9.6	-	-	
14	9.6	9.6	-	9.6	-	9.6	-	9.6	-	9.6	-	9.6	-	3.4	6.2	5.3	4.3	4.0	5.6	-	-	
15	4.8	4.8	-	4.8	-	4.8	-	4.8	-	.2	4.6	0	4.8	4.8	-	.4	4.4	2.3	2.5	-	-	
17	2.4	2.4	-	0	2.4	0	2.4	0	2.4	2.4	-	2.4	-	0	2.4	0	2.4	0	2.4	14.4	67	
23	4.8	4.8	-	4.8	-	4.8	-	4.8	-	4.8	-	4.8	-	4.8	-	4.8	-	4.8	-	-	-	
24	4.8	4.8	-	3.0	1.8	.5	4.3	2.1	2.7	4.8	-	1.6	3.2	.4	4.4	.4	4.4	.4	4.4	-	-	
27	4.8	0	4.8	4.8	-	4.8	-	0	4.8	0	4.8	0	4.8	3.9	.9	0	4.8	0	4.8	-	-	
29	1.2	1.2	-	1.2	-	1.2	-	1.2	-	1.2	-	1.2	-	0	1.2	1.2	-	1.2	-	1.2	11	
TOTAL FOLGA		5.0		4.2		7.8		17.3		19.0		23.7		27.1		29.9		30.2				

TABELA III.18 - Primeira solução da segunda fase e respectivas folgas.

Os bancos de 4.8 MVar na Tabela III.18 foram simplesmente postos fora de cogitação quanto a uma provável tentativa de supressão, restando apenas os de 2.4 e 1.2 MVar. Isto se deu em função da emergência 14-19 que para as barras 13,14,15,23 e 27, apresentam os seus custos de reativo a ser realocado de 4.8 em milhares de Cr\$ superior ao da folga de 4.2 em milhares de Cr\$. Portanto não há como dispensar os bancos de capacitores destas barras. O mesmo acontece na barra 24 onde o custo do reativo a ser realocado é de 3 contra os 2.4 da folga (4.2-1.8).

Procedendo de forma semelhante ao que tem sido feito até então inicialmente se procura eliminar o banco da barra 17 de 2.4 MVar logo:

TENTATIVA DE SUPRESSÃO DO BANCO NA BARRA 17 (67% DE FOLGA)			
SITUAÇÕES PASSIVEIS DE VERIFICAÇÃO	CUSTO (MILHARES DE Cr\$)		(A SER REALOCADO) / FOLGA (%)
	FOLGA SEM O BANCO	A SER REALOCADO	
PERDA DO CIRCUITO 3-31	5.0	2.4	48
PERDA DO CIRCUITO 3-23	19.0	2.4	13
PERDA DO CIRCUITO 14-23	23.7	2.4	10

Tabela III.19 - Verificação da possibilidade de supressão do banco na barra 17

Existe folga o suficiente e, portanto, possibilidade em suprimir o banco de 2.4 MVar na barra 17.

Reprocessando as emergências da Tabela III.19 vem:

TENTATIVA DE SUPRESSÃO DO BANCO NA BARRA 17				
NÚMERO DA BARRA	POTÊNCIA DAS FONTES DE REATIVO (MVar)			
	SITUAÇÃO			
	DE EMERGÊNCIA			
	3-31	3-23	14-23	
1	2.4	2.4	1.9	
4				
8				
10				
11				
13	9.6	1.7		
14	9.6	9.6	9.6	
15	4.8	4.8		
17	0.37	OK!	OK!	
20				
21				
23	4.8	4.8	4.8	
24	4.8	4.8	4.8	
27	4.8			
29	1.2	1.2	1.2	
31				

TABELA III.20 - Reprocessamento com os bancos da solução global da Tabela III.18 a um custo por KVar unitário, com exceção do da barra 17 e dos restantes tomados ao custo da Tabela III.1

Nota-se que a emergência 3-31 não dispensa o banco da barra 17 e, dentre todas as situações analisadas, somente ela. Obviamente poderia ter sido encerrado o processamento já na emergência 3-31, porém a execução das emergências restantes da Tabela III.19 se deu tão apenas com o objetivo de verificar a dependência do banco de 2.4 MVar da barra 17 na solução destas situações.

A próxima barra da Tabela III.18 com maior folga é a de número 1. De forma semelhante à sistemática seguida até o momento chega-se às Tabelas abaixo:

TENTATIVA DE SUPRESSÃO DO BANCO NA BARRA 1 (21% DE FOLGA)			
SITUAÇÕES PASSÍVEIS DE VERIFICAÇÃO	CUSTO (MILHARES DE Cr\$)		(A SER REALOCA- DO) / FOLGA (%)
	FOLGA SEM O BANCO	A SER REALOCADO	
PERDA DO CIRCUITO 3-31	5.0	2.4	48
PERDA DO CIRCUITO 14-19	4.2	2.4	57
PERDA DO CIRCUITO 9-28	7.8	2.4	31
NORMAL	17.3	2.4	14
PERDA DO CIRCUITO 3-23	19.0	2.4	13
PERDA DO CIRCUITO 14-23	22.4	1.1	5
PERDA DO CIRCUITO 16-28	29.9	2.4	8
PERDA DO CIRCUITO 7-8	29.3	1.5	5

TABELA III.21 - Verificação da possibilidade de supressão do banco da barra 1

Pelas folgas apresentadas, existe a possibilidade de eliminar o banco de 2.4 MVar na barra de número 1.

Reprocessando as emergências da Tabela III.21, vem:

TENTATIVA DE SUPRESSÃO DO BANCO NA BARRA 1									
NÚMERO DA BARRA	POTÊNCIA DAS FONTES DE REATIVO (MVar)								
	SITUAÇÃO								
	DE EMERGÊNCIA			NORMAL	DE EMERGÊNCIA				
	3-31	14-19	9-28		3-23	14-23	16-28	7-8	
1	(.15)	(.40)		OK!					
4									
8		(2.7)							
10									
11									
13	9.6	9.6		5.6					
14	9.6	9.6		9.6					
15	4.8	4.8		4.8					
17	2.4	2.4							
20									
21									
23	4.8	4.8		4.8					
24	4.8	4.8		2.2					
27	4.8	4.8							
29	1.2	1.2		1.2					
31									

TABELA III.22 - Reprocessamento com os bancos da solução global da Tabela III.18 a um custo por KVar unitário com exceção do da barra 1 e dos restantes tomados ao custo da Tabela III.1

Aqui novamente é mostrado o resultado do processamento de algumas das situações apenas para fins ilustrativos uma vez que já a emergência 14-19 não dispensa o banco de 2.4 MVar na barra 1. A emergência 14-19 além de se utilizar do banco da barra 1, lançou mão de um outro banco adicional, o da barra 8.

A próxima e última barra com folga é a da barra de número 29. Assim, tem-se:

TENTATIVA DE SUPRESSÃO DO BANCO NA BARRA 29 (11% DE FOLGA)				
SITUAÇÕES PASSÍVEIS DE VERIFICAÇÃO		CUSTO (MILHARES DE Cr\$)		(A SER REA LOCADO) /
		FOLGA SEM O BANCO	A SER REALOCADO	FOLGA %
PERDA DO CIRCUITO	3-31	5.0	1.2	24
PERDA DO CIRCUITO	14-19	4.2	1.2	29
PERDA DO CIRCUITO	9-28	7.8	1.2	15
NORMAL		17.3	1.2	7
PERDA DO CIRCUITO	3-23	19.0	1.2	6
PERDA DO CIRCUITO	14-23	23.7	1.2	5
PERDA DO CIRCUITO	16-28	29.9	1.2	4
PERDA DO CIRCUITO	7-8	30.2	1.2	4

TABELA III.23 - Verificação da possibilidade de supressão do banco da barra 29

Pelas folgas constantes na tabela acima há uma possibilidade em dispensar o banco de 1.2 MVar na barra de número 29.

Processando as emergências da Tabela III.23, vem:

TENTATIVA DE SUPRESSÃO DO BANCO NA BARRA 29									
NÚMERO DA BARRA	POTÊNCIA DAS FONTES DE REATIVO (MVar)								
	SITUAÇÃO								
	DE EMERGÊNCIA			NORMAL	DE EMERGÊNCIA				
	3-31	14-19	9-28		3-23	14-23	16-28	7-8	
1				2.4					
4									
8									
10									
11									
13				2.4					
14				9.6					
15				4.8					
17									
20									
21									
23				4.8					
24				2.1					
27									
29				(1.1)					
31									

TABELA III.24 - Reprocessamento com os bancos da solução global da Tábela III.18 a um custo por KVar unitário, com exceção do da barra 29 e dos restantes tomados ao custo da Tabela III.1

Aqui foi mostrado tão somente o resultado da tentativa em eliminar o banco de 1.2 MVar na barra 29 na situação normal da rede. Isto foi feito apenas com o propósito que já em situação menos severa de operação da rede, o banco de 1.2 MVar na barra 29 é indispensável na solução que se propõe.

Como está encerrado o processo de tentativa de dispensa, a 2ª fase do método Heurístico proposto está encerrada e a solução final é a da Tabela III.18

Tabela III.18 - Solução final do problema de programação linear									
Objetivo	Restrição 1	Restrição 2	Restrição 3	Restrição 4	Restrição 5	Restrição 6	Restrição 7	Restrição 8	Restrição 9
1	1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5	5	6	7	8	9	10	11	12	13
6	6	7	8	9	10	11	12	13	14
7	7	8	9	10	11	12	13	14	15
8	8	9	10	11	12	13	14	15	16
9	9	10	11	12	13	14	15	16	17
10	10	11	12	13	14	15	16	17	18
11	11	12	13	14	15	16	17	18	19
12	12	13	14	15	16	17	18	19	20
13	13	14	15	16	17	18	19	20	21
14	14	15	16	17	18	19	20	21	22
15	15	16	17	18	19	20	21	22	23
16	16	17	18	19	20	21	22	23	24
17	17	18	19	20	21	22	23	24	25
18	18	19	20	21	22	23	24	25	26
19	19	20	21	22	23	24	25	26	27
20	20	21	22	23	24	25	26	27	28
21	21	22	23	24	25	26	27	28	29
22	22	23	24	25	26	27	28	29	30
23	23	24	25	26	27	28	29	30	31
24	24	25	26	27	28	29	30	31	32
25	25	26	27	28	29	30	31	32	33
26	26	27	28	29	30	31	32	33	34
27	27	28	29	30	31	32	33	34	35
28	28	29	30	31	32	33	34	35	36
29	29	30	31	32	33	34	35	36	37
30	30	31	32	33	34	35	36	37	38
31	31	32	33	34	35	36	37	38	39
32	32	33	34	35	36	37	38	39	40
33	33	34	35	36	37	38	39	40	41
34	34	35	36	37	38	39	40	41	42
35	35	36	37	38	39	40	41	42	43
36	36	37	38	39	40	41	42	43	44
37	37	38	39	40	41	42	43	44	45
38	38	39	40	41	42	43	44	45	46
39	39	40	41	42	43	44	45	46	47
40	40	41	42	43	44	45	46	47	48
41	41	42	43	44	45	46	47	48	49
42	42	43	44	45	46	47	48	49	50
43	43	44	45	46	47	48	49	50	51
44	44	45	46	47	48	49	50	51	52
45	45	46	47	48	49	50	51	52	53
46	46	47	48	49	50	51	52	53	54
47	47	48	49	50	51	52	53	54	55
48	48	49	50	51	52	53	54	55	56
49	49	50	51	52	53	54	55	56	57
50	50	51	52	53	54	55	56	57	58
51	51	52	53	54	55	56	57	58	59
52	52	53	54	55	56	57	58	59	60
53	53	54	55	56	57	58	59	60	61
54	54	55	56	57	58	59	60	61	62
55	55	56	57	58	59	60	61	62	63
56	56	57	58	59	60	61	62	63	64
57	57	58	59	60	61	62	63	64	65
58	58	59	60	61	62	63	64	65	66
59	59	60	61	62	63	64	65	66	67
60	60	61	62	63	64	65	66	67	68
61	61	62	63	64	65	66	67	68	69
62	62	63	64	65	66	67	68	69	70
63	63	64	65	66	67	68	69	70	71
64	64	65	66	67	68	69	70	71	72
65	65	66	67	68	69	70	71	72	73
66	66	67	68	69	70	71	72	73	74
67	67	68	69	70	71	72	73	74	75
68	68	69	70	71	72	73	74	75	76
69	69	70	71	72	73	74	75	76	77
70	70	71	72	73	74	75	76	77	78
71	71	72	73	74	75	76	77	78	79
72	72	73	74	75	76	77	78	79	80
73	73	74	75	76	77	78	79	80	81
74	74	75	76	77	78	79	80	81	82
75	75	76	77	78	79	80	81	82	83
76	76	77	78	79	80	81	82	83	84
77	77	78	79	80	81	82	83	84	85
78	78	79	80	81	82	83	84	85	86
79	79	80	81	82	83	84	85	86	87
80	80	81	82	83	84	85	86	87	88
81	81	82	83	84	85	86	87	88	89
82	82	83	84	85	86	87	88	89	90
83	83	84	85	86	87	88	89	90	91
84	84	85	86	87	88	89	90	91	92
85	85	86	87	88	89	90	91	92	93
86	86	87	88	89	90	91	92	93	94
87	87	88	89	90	91	92	93	94	95
88	88	89	90	91	92	93	94	95	96
89	89	90	91	92	93	94	95	96	97
90	90	91	92	93	94	95	96	97	98
91	91	92	93	94	95	96	97	98	99
92	92	93	94	95	96	97	98	99	100
93	93	94	95	96	97	98	99	100	101
94	94	95	96	97	98	99	100	101	102
95	95	96	97	98	99	100	101	102	103
96	96	97	98	99	100	101	102	103	104
97	97	98	99	100	101	102	103	104	105
98	98	99	100	101	102	103	104	105	106
99	99	100	101	102	103	104	105	106	107
100	100	101	102	103	104	105	106	107	108
101	101	102	103	104	105	106	107	108	109
102	102	103	104	105	106	107	108	109	110
103	103	104	105	106	107	108	109	110	111
104	104	105	106	107	108	109	110	111	112
105	105	106	107	108	109	110	111	112	113
106	106	107	108	109	110	111	112	113	114
107	107	108	109	110	111	112	113	114	115
108	108	109	110	111	112	113	114	115	116
109	109	110	111	112	113	114	115	116	117
110	110	111	112	113	114	115	116	117	118
111	111	112	113	114	115	116	117	118	119
112	112	113	114	115	116	117	118	119	120
113	113	114	115	116	117	118	119	120	121
114	114	115	116	117	118	119	120	121	122
115	115	116	117	118	119	120	121	122	123
116	116	117	118	119	120	121	122	123	124
117	117	118	119	120	121	122	123	124	125
118	118	119	120	121	122	123	124	125	126
119	119	120	121	122	123	124	125	126	127
120	120	121	122	123	124	125	126	127	128
121	121	122	123	124	125	126	127	128	129
122	122	123	124	125	126	127	128	129	130
123	123	124	125	126	127	128	129	130	131
124	124	125	126	127	128	129	130	131	132
125	125	126	127	128	129	130	131	132	133
126	126	127	128	129	130	131	132	133	134
127	127	128	129	130	131	132	133	134	135
128	128	129	130	131	132	133	134	135	136
129	129	130	131	132	133	134	135	136	137
130	130	131	132	133	134	135	136	137	138
131	131	132	133	134	135	136	137	138	139
132	132	133	134	135	136	137	138	139	140
133	133	134	135	136	137	138	139	140	141
134	134	135	136	137	138	139	140	141	142
135	135	136	137	138	139	140	141	142	143
136	136	137	138	139	140	141	142	143	144
137	137	138	139	140	141	142	143	144	145
138	138	139	140	141	142	143	144	145	146
139	139	140	141	142	143	144	145	146	147
140	140	141	142	143	144	145	146	147	148
141	141	142	143	144	145	146	147	148	149
142	142	143	144	145	146	147	148	149	150
143	143	144	145	146	147	148	149	150	151
144	144	145	146	147	148	149	150	151	152
145	145	146	147	148	149	150	151	152	153
146	146	147	148	149	150	151	152	153	154
147	147	148	149	150	151	152	153	154	155
148	148	149	150	151	152	153	154	155	156
149	149	150	151	152	153	154	155	156	157
150	150	151	152	153	154	155	156	157	158
151	151	152	153	154	155	156	157	158	159
152	152	153	154	155	156	157	158	159	160
153	153	154	155	156	157	158	159	160	161
154	154	155	156	157	158	159	160	161	162
155	155	156	157	158	159	160	161	162	163
156	156	157	158	15					

III.2.1.4 Resumo das soluções.

A tabela a seguir sintetiza a evolução das soluções que foram surgindo no item anterior.

BANCO DE CAPACITORES - SOLUÇÕES												
Nº DA BAR- RA	SOLUÇÃO INICIAL			SOLUÇÕES GLOBAIS								
	PROPOSTA			UNE TODAS AS PARC.			1ª FASE			2ª FASE		
	MVar	QTE	CUSTO	MVar	QTE	CUSTO	MVar	QTE	CUSTO	MVar	QTE	CUSTO
1	2.4	1	8 829	2.4	1	8 829	2.4	1	8 829	2.4	1	8 829
4	-	-	-	2.4	1	8 829	-	-	-	-	-	-
8	4.8	1	10 804	4.8	1	10 804	4.8	1	10 804	-	-	-
13	4.8	2	21 608	4.8	2	21 608	4.8	2	21 608	4.8	2	21 608
14	4.8	2	21 608	4.8	2	21 608	4.8	2	21 608	4.8	2	21 608
15	4.8	1	10 804	4.8	1	10 804	4.8	1	10 804	4.8	1	10 804
17	2.4	1	8 829	2.4	1	8 829	2.4	1	8 829	2.4	1	8 829
23	4.8	1	10 804	4.8	1	10 804	4.8	1	10 804	4.8	1	10 804
	-	-	-	1.2	1	7 454	-	-	-	-	-	-
24	4.8	1	10 804	4.8	1	10 804	4.8	1	10 804	4.8	1	10 804
27	-	-	-	4.8	1	10 804	4.8	1	10 804	4.8	1	10 804
29	-	-	-	1.2	1	7 454	1.2	1	7 454	1.2	1	7 454
CUSTO GLOBAL (MILHARES DE Cr\$)			104 090	138 631			122 348			111 544		

TABELA III.25 - Resumo das soluções para a área Oeste

Da primeira solução global para a última, percebe-se uma redução de 27087 (em milhares de Cr\$ extrapolado para fevereiro de 1983) ou seja de aproximadamente 20%.

Além do que, pode-se afirmar que a solução ótima estaria entre 104090 (em milhares de Cr\$) e 111544(em milhares de Cr\$), ou seja, poderia apresentar uma redução em relação à primeira solução global entre 20% e 25%. Neste ponto, poder-se-ia aventar se recompensaria o esforço para a procura da solução ótima que poderia apresentar uma diminuição máxima de 5% no investimento em relação à primeira solução global quando comparada com a solução melhorada, ou seja, ter-se um ganho não certo de no máximo 7454 (em milhares de Cr\$). O item seguinte pondera alguns pontos que podem auxiliar em uma reflexão sobre este tipo de questão.

III.2.1.5 - Avaliação da solução

Para que se avalie a adequabilidade ou não da solução ao fim proposto, qual seja o de conservar as tensões em qualquer das situações analisadas dentro das faixas estipuladas, é que se reservou este tópico. Com este objetivo foram processados vários fluxos de potência, um para cada uma das situações, levando em conta a disponibilidade de bancos de capacitores previstos na solução. As tabelas a seguir mostram os resultados obtidos, contrapondo-se as faixas de tensão permissíveis em cada barra.

TENSÕES (pu)			
NUM.	FAIXA DESEJ.		NORMAL
BARRA	INF.	SUP.	
* 1	.99	1.00	.998
* 2	.99	1.00	.992
4	.96	1.00	.980
5	.98	1.02	1.000
8	.95	1.02	.965
9	.90	1.05	1.020
10	.95	1.02	1.007
11	.95	1.02	1.020
13	.95	1.02	.978
14	.95	1.02	.960
* 15	.99	1.00	1.000
16	.90	1.02	.968
* 17	.99	1.00	1.000
* 18	.99	1.00	1.000
20	.95	1.02	1.008
21	.95	1.02	1.018
22	.95	.95	.950
23	.95	1.02	.965
* 24	.99	1.00	1.000
* 25	.99	1.00	.998
* 27	.99	1.00	1.000
28	.90	1.02	.960
* 29	.99	1.00	.991
* 30	.99	1.00	1.000
31	.95	1.02	.955

TABELA III.26 - Tensões obtidas com um programa de fluxo de potência (não linear) quando se loca os bancos indicados pela última solução proposta

* Barras com tensão de 13.8KV ou de 34.5KV

TENSÕES OBTIDAS COM UM PROGRAMA DE FLUXO (pu)										
NUM. BARRA	FAIXA DESEJ.		EMERGÊNCIA							
	INF.	SUP.	3-31	14-19	9-28	3-23	14-23	6-16	16-28	7-8
* 1	.98	1.00	1.000	1.000	1.000	1.000	.998	1.000	1.000	1.000
* 2	.98	1.00	.996	.998	.996	.993	.992	.993	.996	.993
4	.95	1.02	.979	.979	.992	.981	.982	.996	.997	.956
5	.98	1.00	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
8	.94	1.02	.944	.947	.951	.959	.960	.976	.968	.970
9	.90	1.05	1.040	1.050	1.005	1.017	1.018	1.045	1.018	1.008
10	.94	1.02	1.004	1.007	1.005	1.005	1.006	1.006	1.005	1.000
11	.94	1.02	1.018	1.020	1.019	1.018	1.018	1.018	1.018	1.011
13	.94	1.02	.960	.962	.967	.972	.974	.984	.978	.979
14	.94	1.02	.925	.925	.945	.944	.947	.962	.955	.953
* 15	.98	1.00	1.000	.998	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	.997
16	.90	1.02	.964	.969	.954	.968	.969	.900	.989	.949
* 17	.98	1.00	.997	.997	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
* 18	.98	1.00	.997	.997	1.000	1.000	1.000	1.000	.998	1.000
20	.94	1.02	1.010	1.010	1.008	1.007	1.007	1.009	1.008	1.008
21	.94	1.02	1.020	1.020	1.018	1.017	1.017	1.020	1.018	1.018
22	.95	.95	.950	.950	.950	.950	.950	.950	.950	.950
23	.94	1.02	.941	.931	.951	.942	.967	.967	.960	.958
* 24	.98	1.00	.996	1.000	1.000	1.000	.996	1.000	.998	1.000
* 25	.98	1.00	.992	.997	.998	.997	.991	.997	.993	.997
* 27	.98	1.00	.998	.998	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	.998
28	.90	1.02	.959	.970	.907	.960	.961	.938	.965	.947
* 29	.98	1.00	.992	.985	.991	.986	.983	.993	.990	.990
* 30	.98	1.00	1.000	.996	1.000	.997	.995	1.000	1.000	1.000
31	.94	1.02	.925	.925	.942	.946	.949	.958	.952	.951

TABELA III.27 - Tensões obtidas com um programa de fluxo de potência (não linear) quando se loca os bancos indicados pela última solução proposta.

* Barras com tensão de 13,8KV ou de 34.5KV

DESVIOS EM % COM RELAÇÃO ÀS FAIXAS ACEITÁVEIS									
	SITUAÇÃO								
	DE EMERGÊNCIA			NORMAL	DE EMERGÊNCIA				
	3-31	14-19	9-28		3-23	14-23	6-16	16-28	7-8
1									
2									
4									
5									
8									
9									
10									
11									
13									
14	1.5	1.5							
15									
16									
17									
18									
20									
21									
22									
23		.9							
24									
25									
27									
28									
29									
30									
31	1.5	1.5							

TABELA III. 28 - Desvios das tensões em relação às faixas aceitáveis quando se loca os bancos de capacitores indicados pela última solução proposta

Percebe-se que somente em tres barras e em duas das emergências analisadas, quais sejam a 3-31 e a 14-19, não foi possível conservar as tensões dentro das faixas estipuladas.

Com outros bancos de capacitores adicionados à solução proposta é possível melhorar as tensões nestas barras. Os de influência sobre estas duas barras e que seriam extra-solução são:

- 1 banco de capacitor com 4.8 MVAR na barra 8;
- 1 banco de capacitor com 1.2 MVAR na barra 23;
- 1 banco de capacitor com 1.2 MVAR na barra 31;

o que representa um investimento adicional de 25712 (em milhares de Cr\$ em FEV/83). Os tres bancos acima mencionados, juntos, provocam tão apenas uma diminuição dos desvios de 1.5% para 0.8%. Aqui cabe a pergunta. Vale a pena o investimento adicional? Com ou sem o investimento adicional o propósito não é atingido. Para responder a esta questão haveria necessidade de se descer a detalhes que fogem ao escopo deste trabalho.

Fica evidente, no entanto, que a solução ótima pode ser dispensada uma vez que se manipula equações linearizadas de um problema não linear, onde então o refinamento deixa de ser importante.

III.2.2 Método Heurístico aplicado à área de Curitiba

Empregando os bancos para 13.8KV da Tabela III.1 na área de Curitiba, é possível definir as seguintes composições:

BARRA		BANCO	
NÚMERO	LIMITE (MVar)	POTÊNCIA (MVar)	QUANTI- DADE
1	12.0	4.8	2
		2.4	1
3	12.0	4.8	2
		2.4	1
9	4.8	4.8	1
11	12.0	4.8	2
		2.4	1
12	9.6	4.8	2
13	12.0	4.8	2
		2.4	1
14	4.8	4.8	1
20	4.8	4.8	1

TABELA III.29 - Bancos de capacitores por barra

Dentre as emergências simples na área de Curitiba e constantes no apêndice A, somente a 16-15 exigiu a locação de fontes de reativo. Utilizando a composição de bancos de capacitores por barra da Tabela acima para a emergência 16-15 com a atribuição de custos específicos a cada banco de acordo com a Tabela III.1, tem-se os seguintes resultados:

NÚMERO DA BARRA	POTÊNCIA DAS FONTES DE REATIVO (MVar)
11	9.6
14	1.2

TABELA III.30 - Potência das fontes de reativo proveniente da otimização quando se utiliza custos específicos a cada banco de acordo com a Tabela III.1

Emergência 16-15

A solução resume-se portanto no seguinte:

2 bancos de 4.8 MVar cada um na barra 11;

1 banco de 1.2 MVar na barra 14;

Totalizando um investimento da ordem de 29061 em milhares de Cr\$ a preço estimado para FEV/83.

Levando esta solução à área de Curitiba e em seguida processando um fluxo de potência para cada uma das situações citadas no apêndice A, certifica-se que as tensões permanecem dentro das faixas estipuladas com exceção de algumas poucas barras para a emergência 16-15. No entanto, o maior desvio registrado com relação às faixas foi de 0.2% o que se considera desprezível ou inexistente para fins práticos.

III.3 O MÉTODO HEURÍSTICO PROPOSTO

Resume-se nos seguintes passos:

1-Determina-se as soluções de menor custo para cada uma das situações contidas em uma lista, computando como custo por unidade de potência reativa o de cada fonte passível de locação em cada uma das barras. Estas soluções são armazenadas em uma "Tabela" associando-se situação versus solução.

2-As situações que dispensarem investimento em novas fontes de reativo são eliminadas da lista

3-Considerando o custo real das fontes locadas, determina-se o custo do investimento para cada situação.

4-Classifica-se as situações em ordem decrescente do seu custo.

5-Toma-se como solução inicial da fase 1 a de maior custo que será denominada "solução proposta"

6-Executa-se a fase 1

6.1. Faz-se:

$k=1$

$m=1$

6.2. Soma-se 1 a k

6.3. Se não existir a situação k, vá para a fase 2 no passo 7. Caso contrário continue.

6.4. Verifique se a solução armazenada na tabela de soluções para esta situação está contida na solução proposta. Se afirmativo vá para o passo 6.2, caso contrário continue.

6.5. Processe a otimização para a situação de ordem k , considerando o custo desprezível os dos bancos da solução proposta.

6.6. Se fontes adicionais à solução proposta forem locadas, inclua-se estas à solução estabelecendo-se uma nova solução proposta e faz-se $m=k$. Caso contrário a solução continua intacta assim como o valor de m . Armazena-se na tabela de soluções, a solução para a situação k

6.7. Vã para o passo 6.2.

7-Executa-se a fase 2

7.1. Reprocessa-se a otimização de todas as situações que vão desde a de ordem 1 até a de ordem $m-1$, caso $m-1$ seja maior ou igual a 1. Nestes reprocessamentos toma-se a custo desprezível as fontes da última solução proposta.

7.2. Toma-se como solução para cada situação a mais recente dentre as armazenadas na tabela de soluções, transferindo-as para uma outra tabela que designar-se-á tabela atual.

7.3. Calcula-se as folgas das fontes referentes às soluções da tabela atual

7.4. Classifica-se as folgas das fontes em ordem decrescente, formando-se uma lista de folga das fontes.

7.5. Faz-se $k=\emptyset$

7.6. Soma-se 1 a k

- 7.7. Se não existir a fonte de reativo de ordem k na lista de folga (k é maior que o número de fontes locadas na última solução proposta) vá para o passo 8. Caso contrário continue com a fonte de ordem k passível de exclusão.
- 7.8. Determina-se as situações cujas soluções armazenadas na tabela atual não dispensaram a fonte de reativo de ordem k .
- 7.9. Calcula-se a folga sem a fonte e o que se tem a realocar da fonte de reativo de ordem k para cada uma das soluções pertinentes às situações detetadas no passo 7.8.
- 7.10. Se existir em 7.9 folga sem a fonte menor que o que vai ser realocado para uma ou mais situações, vá para o passo 7.6. Caso contrário, continue.
- 7.11. Processe a otimização para cada uma das situações assinaladas em 7.8 em ordem decrescente da razão entre o que vai ser realocado e a folga sem a fonte de reativo de ordem k . As fontes de reativo da última solução proposta são tomadas a custo desprezível a menos do da fonte de ordem k que é tomado a custo real por unidade de potência reativa. A primeira situação que exigir fontes de reativo a custo real, provoca um desvio para o passo 7.6. Caso não ocorra a locação de fontes de reativo a custo real em qualquer das situações levantadas em 7.8, deve-se inicialmente armazenar as novas soluções na tabela de soluções, após, definir uma nova solução proposta que será a última porém sem a fonte de reativo de ordem k e, por fim, ir para o passo 7.2.

8. A última solução proposta passa a ser uma solução melho
rada para o conjunto de situações analisadas.

III.4 CONCLUSÃO

Observa-se que as soluções obtidas pelo método Heurístico proposto estão bem próximas da ótima. Caso fosse necessário buscar uma outra solução de custo inferior, poder-se-ia aplicar o algoritmo da decomposição de Benders. Nesta tentativa, a conjugação dos dois algoritmos poderia ser conveniente:

- o Heurístico para buscar uma solução melhorada;
- o de Benders para achar uma solução de menor custo a partir da detetada na fase anterior (solução melhorada)

Porém a solução Heurística pode ser o suficiente. As razões estão no fato das tensões previstas pelo linearizado serem otimistas, via de regra. Isto significa considerar tensões com amplitudes acima da que se obteria com um programa de fluxo de potência não linear em que os ajustes fossem os mesmos como tap, tensão terminal nas barras de geração e capacitores locados. Logo, para que se alcance os níveis de tensão estipulados, já no caso real (não linear), a solução ótima pode ter o seu custo superior ao da obtida através do modelo linearizado e que neste caso também seria ótima. Este fato foi constatado na região oeste onde se percebeu em algumas barras e para algumas situações, desvios de 1.5% abaixo do limite inferior estipulado. Assim pode não se justificar a busca de uma solução ótima empregando o modelo linearizado, uma vez que já a melhorada pode estar com o seu custo aquém do que seria estritamente necessário para colocar as tensões dentro das faixas estipuladas em quaisquer das situações.

CONCLUSÕES

Ponderações sobre os modelos propostos foram feitas anteriormente nos capítulos II e III, nos itens intitulados de "CONCLUSÃO".

Uma das vantagens da abordagem proposta sobre a usual, qual seja a da distribuição das fontes de reativo segundo a interação do engenheiro com um programa de fluxo de potência, pode ser mostrada através de um exemplo que confronta as duas formas. Na área de planejamento da expansão do sistema de transmissão pertencente à COPEL, coube a um dos seus engenheiros a tarefa de definir as necessidades em bancos de capacitores para uma alternativa em uma só situação de carga e configuração, empregando um programa de fluxo de potência. Simultaneamente foi processada a minimização com base nas matrizes de sensibilidade postas nos moldes desta dissertação. Só que na oportunidade, a otimização foi da potência reativa global e não do investimento como seria o desejado. Mesmo assim os valores obtidos foram animadores. Por meio do procedimento usual (fluxo de potência) foram locados 320 MVar em bancos de capacitores. Através da minimização, detetou-se inicialmente a necessidade de 45 MVar (14% de 320 MVar). Com os 45 MVar permitia-se manter as tensões dentro dos limites toleráveis junto ao consumidor. No entanto com os 320 MVar foi possível conservar as tensões dentro de certos limites também na transmissão. Estes condicionantes transferidos para o modelo de minimização exigiram ao invés dos 45 MVar um total de 217 MVar (68% dos 320 MVar). Os custos destas soluções foram os seguintes (a preço de FEV/83 com os bancos padrões da Tabela III.1):

320 MVar - 829 milhões de cruzeiros

217 MVar - 648 milhões de cruzeiros

com uma diferença de 181 milhões de cruzeiros. A vantagem é nítida, significando uma redução no investimento da ordem de 22%. Para ambas as soluções a redução nas perdas foi praticamente a mesma, cerca de 23 MW.

Há uma consideração que se faz necessária neste momento. O sistema de transmissão da COPEL pode ser dividido em áreas de uma forma semelhante à adotada neste trabalho quando da constituição dos casos exemplos. Dentro de cada área, as emergências que lhe são internas, na sua maioria, são quase transparentes às áreas restantes. Isto significa que havendo uma emergência dentro de uma área, as que são vizinhas podem nem tomar conhecimento da ocorrência. Porém não se constitui em uma condição "sine qua non". Logo, a condução da solução segundo o método Heurístico proposto para um sistema elétrico semelhante ao da COPEL pode ser feita explorando a sua divisão em áreas. Identifica-se inicialmente as emergências mais severas, uma para cada área. As suas necessidades de reativo podem ser tomadas como uma solução inicial para o processo de busca de uma que seja global e melhorada. A partir deste ponto a sistemática preconizada para o Heurístico pode ser aplicada, monitorando-se o sistema de transmissão como um todo.

O que se pode observar no caso da região oeste é a existência de folga no reativo locado pela solução global e a que seria estritamente necessária para cada situação. Esta é uma região com baixo desempenho elétrico, ou ainda, o seu sistema de transmissão é "fraco". Em decorrência, desvios entre o linear e o não linear já haviam sido detetados no capítulo II. No entanto, pela folga existente quanto à solução global, na maioria das situações de emergência os objetivos foram atendidos, ou seja, as tensões se mantiveram dentro das faixas estipuladas. Duas delas porém, as mais severas, violaram a faixa permitida para a tensão em três das barras. Este desvio de 1.5% a nível de consumidor alimentado com tensão nominal de 127V teria um provável desvio de 2V ou seja, ao invés dos 110V mínimo perceberia uma tensão um pouco abaixo, em torno dos 108V. Sob o ponto de vista prático não há diferença entre os dois valores de tensão. Se fosse sensível a discrepância, far-se-ia necessário quantificar o risco desta violações para que se tomasse uma decisão. Este é um aspecto que fica como sugestão para um outro trabalho:

"Minimização do Investimento em Fontes de Reativo versus Risco".

APÊNDICE A

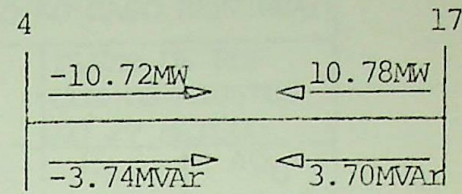
APÊNDICE A

A.1 CASOS DE EMERGÊNCIA - ÁREA DE CURITIBA

Constam neste item, alguns dos casos de emergência na área de Curitiba. As emergências simples restantes não foram publicadas, por que os erros encontrados nestas foram da mesma ordem das emergências simples que constam neste apêndice. Portanto, esta amostra é o suficiente para que se julgue a adequabilidade dos métodos de simulação de perda de circuito quando aplicado a uma área semelhante à de Curitiba.

O que se entende aqui como "fluxo de pot. com os ajustes do 1º ou do 2º método" são os resultados dos fluxos de potência em que os taps dos transformadores, as fontes de reativo e as tensões terminais nas barras de geração são as mesmas detetadas pelos métodos linearizados (1º ou 2º).

ÂNGULO - GRAUS															
TENSÕES - PU															
TENSÕES (V) / VARIAÇÕES DA TENSÃO (ΔV) E DO SEU ÂNGULO DE FASE (Δδ) EM RELAÇÃO AO CASO BASE															
NÚMERO DA BARRA	FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES DO CASO BASE			1º MÉTODO			FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 1º MÉTODO			2º MÉTODO			FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 2º MÉTODO		
	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ
1	.986	.000	.0	1.000	.014	.20	.998	.012	.1	.990	.004	-.09	.989	.003	-.2
2	.955	.001	.1	.969	.015	.03	.968	.014	.0	.938	-.016	-.14	.938	-.016	-.1
3	.975	-.003	-.2	1.000	.022	-.01	.999	.021	.0	1.000	.022	-.44	1.000	.022	-.3
4	.969	-.003	-.2	.962	-.010	-.16	.962	-.010	-.1	.951	-.021	-.60	.951	-.021	-.4
5	.986	-.001	-.1	.979	-.008	.00	.978	-.009	.0	.974	-.013	-.31	.974	-.013	-.3
6	1.000	.000	.0	.993	-.007	.06	.993	-.007	.1	.992	-.008	-.03	.992	-.008	.0
7	.973	.000	.1	.988	.015	-.01	.986	.013	.0	.957	-.016	-.10	.957	-.016	-.1
8	1.004	.000	.0	.981	-.023	.09	.980	-.024	.1	1.001	-.003	.03	1.002	-.002	.0
9	.994	.000	.0	1.000	.006	.06	.999	.005	.1	1.000	.006	-.21	1.000	.006	-.2
10	.964	.000	.0	.967	.003	.04	.966	.002	.0	.955	-.009	-.24	.955	-.009	-.3
11	.955	.000	.0	.950	-.005	.05	.949	-.006	.0	.950	-.005	-.32	.950	-.005	-.3
12	.975	-.002	-.1	.968	-.009	-.04	.967	-.010	.0	.959	-.018	-.38	.959	-.018	-.3
13	.978	-.001	-.1	.968	-.011	.01	.967	-.012	.0	.958	-.021	-.27	.958	-.021	-.2
14	.995	-.001	.0	1.000	.004	.07	.999	.003	.1	1.000	.004	-.30	.999	.003	-.2
15	.966	.000	.0	.961	-.005	.06	.960	-.006	.0	.961	-.005	-.31	.961	-.005	-.3
16	.997	-.001	.0	.987	-.011	.12	.986	-.012	.1	.985	-.013	.00	.985	-.013	.0
17	.982	.001	.1	.980	-.001	.11	.979	-.002	.1	.962	-.019	.04	.961	-.020	.0
18	.998	.000	.0	.985	-.013	.13	.985	-.013	.1	.973	-.025	-.04	.974	-.024	-.1
19	1.025	.000	.0	1.025	.000	.00	1.025	.000	.0	1.025	.000	.00	1.025	.000	.0
20	.965	.000	.1	.974	.009	.02	.973	.008	.1	.952	-.013	-.18	.952	-.013	-.2
21	1.030	.000	.0	.970	-.060	1.06	.970	-.060	1.2	1.015	-.015	.28	1.015	-.015	.3
22	1.033	.000	.0	.998	-.035	.49	.998	-.035	.5	1.022	-.011	.12	1.021	-.012	.1
23	1.000	.000	.1	1.010	.010	-.33	1.010	-.010	-.3	.990	-.010	-.10	.990	-.010	-.2



PERDA DE UM DOS CIRCUITOS
COMPREENDIDO ENTRE AS
BARRAS TERMINAIS DE
NÚMERO 4 e 17

GERAÇÃO DA POT. REATIVA (Q_G) / VARIAÇÃO (ΔQ_G) EM RELAÇÃO AO CASO BASE (MVar)								
Nº. DA BARRA	1º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 1º MÉTODO		2º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 2º MÉTODO	
	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G
21	36.6	-60.9	40.7	-56.8	86.7	-10.8	87.8	-9.7
23	-7.1	4.8	-6.7	5.2	-8.1	3.8	-8.1	3.8

TAP DOS TRANSF. (TAP) / VARIAÇÃO (Δ TAP) EM REL. AO CASO BASE (PU)					
BARRA DO LADO DO TAP	OUTRA BARRA	1º MÉTODO		2º MÉTODO	
		TAP	Δ TAP	TAP	Δ TAP
2	1	.921	.003	.900	-.018
4	3	.928	-.028	.917	-.039
8	7	.900	-.070	.984	.014
10	9	.953	-.003	.941	-.015
15	14	.948	-.008	.947	-.009
16	15	.961	.018	.900	-.043
19	18	1.000	.044	1.000	.044

INJEÇÃO ADICIONAL DE POTÊNCIA PARA SIMU LAÇÃO DA SAÍDA DA LINHA PELO 2º MÉTODO		
Nº DA BARRA	POT. ATIVA (MW)	POT. REATIVA (MVar)
4	-28.2	.4
17	28.4	.0

PERDA DE UM DOS CIRCUITOS COMPREENDIDO ENTRE
AS BARRAS TERMINAIS DE NÚMERO 4 e 17

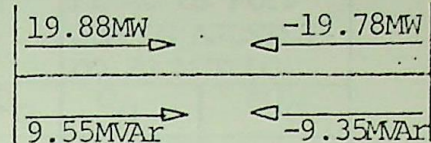
TENSÕES - PU

ÂNGULO - GRAUS

NÚMERO DA BARRA	TENSÕES (V) / VARIAÇÕES DA TENSÃO (ΔV) E DO SEU ÂNGULO DE FASE (Δδ) EM RELAÇÃO AO CASO BASE						FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES DO CASO BASE						FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 2º MÉTODO						FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 2º MÉTODO					
	1º MÉTODO			2º MÉTODO			1º MÉTODO			2º MÉTODO			1º MÉTODO			2º MÉTODO			1º MÉTODO			2º MÉTODO		
	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ
1	.985	-.001	-.1	1.000	.014	.10	.967	.013	-.07	.998	.012	.0	.999	.013	.06	.998	.012	.1	.999	.013	.06	.998	.012	.1
2	.954	.000	.0	.967	.013	-.07	.967	.013	-.07	.966	.012	-.1	.946	-.008	-.10	.946	-.008	.0	.946	-.008	-.10	.946	-.008	.0
3	.975	-.003	-.2	1.000	.022	-.01	1.000	.022	-.01	.999	.021	-.1	1.000	.022	-.55	.972	.022	-.1	1.000	.022	-.55	.972	.022	-.1
4	.969	-.003	-.2	.963	-.009	-.17	.963	-.009	-.17	.962	-.010	-.1	.971	-.001	-.70	.971	-.001	-.2	.971	-.001	-.70	.972	.000	-.2
5	.989	.002	.2	.983	-.004	.24	.983	-.004	.24	.982	-.005	.2	.991	.004	.64	.989	.004	.2	.991	.004	.64	.989	.002	.2
6	1.001	.001	.1	.995	-.005	.11	.995	-.005	.11	.994	-.006	.1	1.003	.003	.14	.994	.003	.1	1.003	.003	.14	.994	.002	.1
7	.972	-.001	.0	.986	.013	-.10	.986	.013	-.10	.984	.011	-.1	.965	-.008	-.08	.984	-.008	.0	.965	-.008	-.08	.964	-.009	.0
8	1.004	.000	.0	.980	-.024	.08	.980	-.024	.08	.980	-.024	.1	1.010	.006	.01	.980	.006	.0	1.010	.006	.01	1.010	.006	.0
9	.995	.001	.0	1.000	.006	.09	1.000	.006	.09	.999	.005	.1	1.000	.006	.19	.999	.005	-.1	1.000	.006	.19	.999	.005	-.1
10	.965	.001	.0	.966	.002	.07	.966	.002	.07	.965	.001	.0	.958	-.006	.17	.965	-.006	.0	.958	-.006	.17	.957	-.007	.0
11	.957	.002	.1	.950	-.005	.17	.950	-.005	.17	.949	-.006	.2	.950	-.005	.33	.949	-.005	.1	.950	-.005	.33	.949	-.006	.1
12	.974	-.004	-.2	.965	-.012	-.20	.965	-.012	-.20	.964	-.013	-.2	.975	-.002	-.88	.964	-.002	-.3	.975	-.002	-.88	.977	.000	-.3
13	.975	-.004	-.2	.965	-.014	-.16	.965	-.014	-.16	.964	-.015	-.2	.981	.002	-.75	.964	.002	-.2	.981	.002	-.75	.982	.003	-.2
14	.997	.001	.1	1.000	.004	.19	1.000	.004	.19	.998	.002	.2	1.000	.004	.36	.998	.002	.2	1.000	.004	.36	.998	.002	.2
15	.967	.001	.1	.961	-.005	.17	.961	-.005	.17	.960	-.006	.2	.961	-.005	.34	.960	-.005	.1	.961	-.005	.34	.960	-.006	.1
16	.998	.000	.0	.989	-.009	.16	.989	-.009	.16	.988	-.010	.1	1.003	.005	.14	.988	.005	.0	1.003	.005	.14	.982	.004	.0
17	.979	-.002	-.1	.976	-.005	-.12	.976	-.005	-.12	.975	-.006	-.1	.982	.001	-.44	.975	.001	.1	.982	.001	-.44	.982	.001	.1
18	.997	-.001	-.2	.982	-.016	-.04	.982	-.016	-.04	.982	-.016	-.1	1.007	.009	-.52	.982	.009	-.2	1.007	.009	-.52	1.008	.010	-.2
19	1.025	.000	.0	1.025	.000	.00	1.025	.000	.00	1.025	.000	.0	1.025	.000	.00	1.025	.000	.0	1.025	.000	.00	1.025	.000	.0
20	.965	.000	.0	.973	.008	-.01	.973	.008	-.01	.971	.006	.0	.958	-.007	.04	.971	-.007	.1	.958	-.007	.04	.957	-.008	.1
21	1.030	.000	.1	.970	-.060	1.07	.970	-.060	1.07	.970	-.060	1.2	1.030	.000	.05	.970	.000	.1	1.030	.000	.05	1.030	.000	.1
22	1.033	.000	.0	.999	-.034	.51	.999	-.034	.51	.998	-.035	.5	1.036	.003	.07	.998	.003	.0	1.036	.003	.07	1.036	.003	.0
23	1.000	.000	-.2	1.010	.010	-.66	1.010	.010	-.66	1.010	.010	-.7	.991	-.009	-.07	1.010	-.009	.3	.991	-.009	-.07	.992	-.008	.3

5

12



PERDA DE UM DOS CIRCUITOS
COMPREENDIDO ENTRE AS
BARRAS TERMINAIS
DE NÚMERO 5 e 12

GERAÇÃO DA POT. REATIVA (Q_G) / VARIAÇÃO (ΔQ_G) EM RELAÇÃO AO CASO BASE (MVar)								
Nº. DA BARRA	1º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 1º MÉTODO		2º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 2º MÉTODO	
	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G
21	35.5	-62.0	39.7	-57.8	90.6	-6.9	91.3	-6.2
23	-5.5	6.4	-5.1	6.8	-16.0	-4.1	-15.9	-4.0

TAP DOS TRANSF. (TAP) / VARIAÇÃO (ΔTAP) EM REL. AO CASO BASE (PU)					
BARRA DO LADO DO TAP	OUTRA BARRA	1º MÉTODO		2º MÉTODO	
		TAP	ΔTAP	TAP	ΔTAP
2	1	.919	.001	.900	-.018
4	3	.928	-.028	.936	-.020
8	7	.900	-.070	1.000	.030
10	9	.953	-.003	.944	-.012
15	14	.947	-.009	.947	-.009
16	15	.968	.025	.969	.026
19	18	1.000	.044	.922	-.034

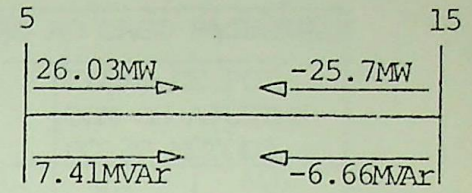
INJEÇÃO ADICIONAL DE POTÊNCIA PARA SIMULAÇÃO DA SAÍDA DA LINHA PELO 2º MÉTODO		
Nº DA BARRA	POT. ATIVA (MW)	POT. REATIVA (MVar)
5	103.3	.0
12	-102.5	2.2

PERDA DE UM DOS CIRCUITOS COMPREENDIDOS ENTRE
BARRAS TERMINAIS DE NÚMERO 5 e 12

TENSÕES (V) / VARIACOES DA TENSÃO (ΔV) E DO SEU ÂNGULO DE FASE (Δδ) EM RELAÇÃO AO CASO BASE

ÂNGULO - GRAUS

NÚMERO DA BARRA	FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES DO CASO BASE			1º MÉTODO			FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 1º MÉTODO			2º MÉTODO			FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 2º MÉTODO		
	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ
1	.983	-.003	-.2	1.000	.014	.04	.998	.012	.0	1.000	.014	-.08	.998	.012	.0
2	.952	-.002	-.1	.969	.015	-.13	.968	.014	-.1	.970	.016	-.26	.969	.015	-.1
3	.979	.001	.1	1.000	.022	.36	.999	.021	.3	1.000	.022	.49	.999	.021	.3
4	.973	.001	.2	.969	-.003	.21	.968	-.004	.2	.970	-.002	.34	.969	-.003	.2
5	.989	.002	.3	.985	-.002	.41	.984	-.003	.4	.986	-.001	.72	.985	-.002	.4
6	1.000	.000	.0	.993	-.007	.08	.993	-.007	.1	.993	-.007	.09	.993	-.007	.1
7	.971	-.002	-.1	.988	.015	-.17	.986	.013	-.2	.988	.015	-.29	.987	.014	-.1
8	1.004	.000	.0	.980	-.024	.05	.980	-.024	.0	.980	-.024	.02	.980	-.024	.0
9	.988	-.006	-.5	1.000	.006	-.33	.999	.005	-.3	1.000	.006	-.71	.999	.005	-.3
10	.959	-.005	-.5	.967	.003	-.35	.966	.002	-.4	.967	.003	-.73	.967	.003	-.4
11	.948	-.007	-.6	.950	-.005	-.50	.949	-.006	-.5	.950	-.005	-1.05	.950	-.005	-.5
12	.979	.002	.2	.973	-.004	.29	.972	-.005	.3	.974	-.003	.50	.973	-.004	.3
13	.980	.001	.2	.972	-.007	.25	.971	-.008	.2	.973	-.006	.41	.972	-.007	.3
14	.988	-.008	-.6	1.000	.004	-.47	.998	.002	-.5	1.000	.004	-1.03	.999	.003	-.4
15	.959	-.007	-.6	.961	-.005	-.49	.960	-.006	-.5	.961	-.005	-1.04	.961	-.005	-.5
16	.997	-.001	-.1	.985	-.013	.10	.984	-.014	.1	.985	-.013	.06	.984	-.014	.1
17	.980	-.001	.0	.980	-.001	.08	.979	-.002	.1	.981	.000	.11	.980	-.001	.1
18	.999	.001	.0	.986	-.012	.20	.986	-.012	.2	.986	-.012	.26	.987	-.011	.2
19	1.025	.000	.0	1.025	.000	.00	1.025	.000	.0	1.025	.000	.00	1.025	.000	.0
20	.961	-.004	-.3	.974	.009	-.25	.972	.007	-.2	.974	.009	-.50	.973	.008	-.2
21	1.030	.000	.0	.970	-.060	1.04	.970	-.060	1.1	.970	-.060	1.00	.970	-.060	1.1
22	1.032	-.001	.0	.998	-.035	.46	.997	-.036	.5	.997	-.036	.43	.997	-.036	.5
23	1.000	.000	.0	1.010	.010	-.35	1.010	.010	-.4	1.010	.010	-.29	1.010	.010	-.3



PERDA DE UM DOS CIRCUITOS
COMPREENDIDO ENTRE AS
BARRAS TERMINAIS
DE NÚMERO 5 e 15

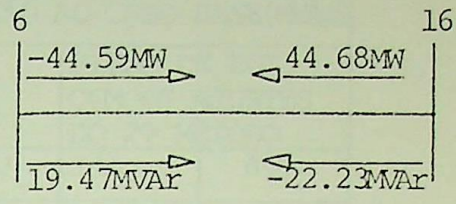
GERAÇÃO DA POT. REATIVA (Q_G) / VARIAÇÃO (ΔQ_G) EM RELAÇÃO AO CASO BASE (MVar)								
Nº DA BARRA	1º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 1º MÉTODO		2º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 2º MÉTODO	
	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G
21	38.2	-59.3	42.1	-55.4	38.2	-59.3	42.0	-55.5
23	-7.1	4.8	-6.7	5.2	-7.5	4.4	-7.1	4.8

TAP DOS TRANSF. (TAP) / VARIAÇÃO (ΔTAP) EM REL. AO CASO BASE (PU)					
BARRA DO LADO DO TAP	OUTRA BARRA	1º MÉTODO		2º MÉTODO	
		TAP	ΔTAP	TAP	ΔTAP
2	1	.921	.003	.921	.003
4	3	.934	-.022	.935	-.021
8	7	.900	-.070	.900	-.070
10	9	.953	-.003	.953	-.003
15	14	.947	-.009	.947	-.009
16	15	.944	.001	.944	.001
19	18	1.000	.044	.997	.041

INJEÇÃO ADICIONAL DE POTÊNCIA PARA SIMULAÇÃO DA SAÍDA DA LINHA PELO 2º MÉTODO		
Nº DA BARRA	POT. ATIVA (MW)	POT. REATIVA (MVar)
5	69.4	.0
15	-68.2	3.6

PERDA DE UM DOS CIRCUITOS COMPREENDIDO ENTRE AS BARRAS TERMINAIS DE NÚMERO 5 e 15

TENSÕES - GRAUS																									
TENSÕES (V) / VARIAÇÕES DA TENSÃO (ΔV) E DO SEU ÂNGULO DE FASE (Δδ) EM RELAÇÃO AO CASO BASE																									
NÚMERO DA BARRA	FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES DO CASO BASE					1º MÉTODO					FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 1º MÉTODO					2º MÉTODO					FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 2º MÉTODO				
	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ				
1	.982	-.004	.4	1.000	.014	.90	.996	.010	.8	1.000	.014	.84	.998	.012	.7										
2	.951	-.003	.5	.976	.022	.73	.974	.020	.7	.952	-.002	.66	.951	-.003	.7										
3	.975	-.003	.2	1.000	.022	.65	.999	.021	.6	1.000	.022	.52	.999	.021	.5										
4	.969	-.003	.3	.981	.009	.49	.979	.007	.5	.983	.011	.37	.982	.010	.4										
5	.984	-.003	.2	.989	.002	.48	.987	.000	.4	.992	.005	.36	.990	.003	.3										
6	1.002	.002	-.5	1.004	.004	-.45	1.003	.003	-.4	1.004	.004	-.48	1.003	.003	-.4										
7	.970	-.003	.5	.995	.022	.68	.992	.019	.7	.971	-.002	.67	.970	-.003	.7										
8	1.001	-.003	.6	.981	-.023	.69	.980	-.024	.7	1.012	.008	.59	1.011	.007	.6										
9	.990	-.004	.7	1.000	.006	1.03	.998	.004	1.0	1.000	.006	.89	.998	.004	.8										
10	.960	-.004	.6	.970	.006	1.00	.968	.004	.9	.960	-.004	.87	.959	-.005	.8										
11	.951	-.004	.8	.950	-.005	1.19	.948	-.007	1.2	.950	-.005	1.00	.949	-.006	.9										
12	.974	-.003	.2	.983	.006	.48	.982	.005	.5	.987	.010	.34	.986	.009	.3										
13	.976	-.003	.2	.987	.008	.45	.985	.006	.4	.993	.014	.31	.992	.013	.3										
14	.991	-.005	.8	1.000	.004	1.21	.997	.001	1.2	1.000	.004	1.02	.998	.002	1.0										
15	.962	-.004	.8	.961	-.005	1.20	.959	-.007	1.2	.961	-.005	1.01	.960	-.006	1.0										
16	.981	-.017	2.8	.978	-.020	3.15	.974	-.024	3.3	1.009	.011	2.92	1.007	.009	2.9										
17	.978	-.003	.3	.994	.013	.49	.992	.011	.5	.993	.012	.38	.992	.011	.4										
18	.996	-.002	.2	1.008	.010	.39	1.008	.010	.3	1.020	.022	.20	1.020	.022	.2										
19	1.025	.000	.0	1.025	.000	.00	1.025	.000	.0	1.025	.000	.00	1.025	.000	.0										
20	.961	-.004	.6	.979	.014	.85	.976	.011	.9	.962	-.003	.77	.961	-.004	.8										
21	1.022	-.008	2.0	.970	-.060	3.02	.970	-.060	3.3	1.030	.000	1.83	1.030	.000	1.9										
22	1.023	-.010	1.9	.996	-.037	2.43	.993	-.040	2.5	1.039	.006	1.86	1.038	.005	1.9										
23	1.000	.000	.2	1.010	.010	.47	1.010	.010	.4	1.010	.010	.32	1.010	.010	.3										



PERDA DO CIRCUITO
COMPREENSIVO ENTRE AS
BARRAS TERMINAIS DE
NÚMERO 6 e 16

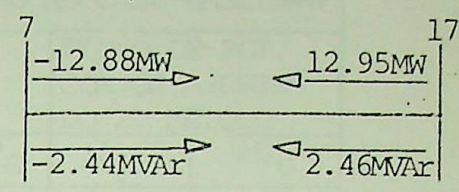
GERAÇÃO DA POT. REATIVA (Q_G) / VARIAÇÃO (ΔQ_G) EM RELAÇÃO AO CASO BASE (MVar)								
Nº DA BARRA	1º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 1º MÉTODO		2º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 2º MÉTODO	
	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G
21	42.4	-55.1	49.1	-48.4	85.3	-12.2	87.1	-10.4
23	-13.2	-1.3	-12.6	-.7	-12.8	-.9	-12.5	-.6

TAP DOS TRANSF. (TAP) / VARIAÇÃO (ΔTAP) EM REL. AO CASO BASE (PU)					
BARRA DO LADO DO TAP	OUTRA BARRA	1º MÉTODO		2º MÉTODO	
		TAP	ΔTAP	TAP	ΔTAP
2	1	.928	.010	.905	-.013
4	3	.945	-.011	.947	-.009
8	7	.900	-.070	1.000	.030
10	9	.956	.000	.947	-.009
15	14	.947	-.009	.947	-.009
16	15	1.000	.057	.996	.053
19	18	.947	-.009	.904	-.052

INJEÇÃO ADICIONAL DE POTÊNCIA PARA SIMULAÇÃO DA SAÍDA DA LINHA PELO 2º MÉTODO		
Nº DA BARRA	POT. ATIVA (MW)	POT. REATIVA (MVar)
6	-360.2	43.9
16	361.6	-40.4

PERDA DO CIRCUITO COMPREENDIDO ENTRE AS BARRAS
TERMINAIS DE NÚMERO 6 e 16

TENSÕES - PU																				
ÂNGULO - GRAUS																				
TENSÕES (V) / VARIAÇÕES DA TENSÃO (ΔV) E DO SEU ÂNGULO DE FASE (Δδ) EM RELAÇÃO AO CASO BASE																				
NÚMERO DA BARRA	FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES DO CASO BASE					1º MÉTODO					2º MÉTODO					FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 2º MÉTODO				
	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ		
1	.983	-.003	-.3	1.000	.014	-.05	.998	.012	-.1	.987	.001	-.66	.986	.000	-.5					
2	.952	-.002	-.2	.971	.017	-.23	.970	.016	-.2	.935	-.019	-.67	.936	-.018	-.4					
3	.979	.001	.1	1.000	.022	.33	.999	.021	.3	1.000	.022	.25	.999	.021	.1					
4	.973	.001	.2	.965	-.007	.18	.964	-.008	.2	.958	-.014	.09	.957	-.015	.0					
5	.987	.000	.0	.980	-.007	.10	.979	-.008	.1	.977	-.010	-.11	.977	-.010	-.2					
6	1.000	.000	.0	.994	-.006	.07	.993	-.007	.1	.994	-.006	-.03	.993	-.007	.0					
7	.970	-.003	-.2	.989	.016	-.26	.988	.015	-.2	.955	-.018	-.63	.955	-.018	-.4					
8	1.004	.000	-.1	.981	-.023	.03	.981	-.023	.0	1.004	.000	-.09	1.005	.001	-.1					
9	.993	-.001	-.1	1.000	.006	-.05	.999	.005	-.1	1.000	.006	-.46	1.000	.006	-.4					
10	.963	-.001	-.2	.968	.004	-.07	.967	.003	-.1	.955	-.009	-.49	.955	-.009	-.4					
11	.954	-.001	.1	.950	-.005	.03	.949	-.006	.0	.951	-.004	-.38	.951	-.004	-.3					
12	.977	.000	.1	.968	-.009	.14	.968	-.009	.1	.963	-.014	.00	.963	-.014	-.1					
13	.979	.000	.1	.968	-.011	.16	.967	-.012	.2	.962	-.017	.05	.962	-.017	-.1					
14	.995	-.001	.0	1.000	.004	.06	.999	.003	.1	1.000	.004	-.36	.999	.003	-.3					
15	.965	-.001	-.1	.961	-.005	.04	.960	-.006	.0	.962	-.004	-.38	.962	-.004	-.3					
16	.997	-.001	.0	.988	-.010	.12	.987	-.011	.1	.988	-.010	-.04	.987	-.011	-.1					
17	.982	.001	.2	.976	-.005	.23	.975	-.006	.3	.966	-.015	.25	.965	-.016	.0					
18	.999	.001	.1	.983	-.015	.23	.983	-.015	.2	.976	-.022	.18	.976	-.022	.0					
19	1.025	.000	.0	1.025	.000	.00	1.025	.000	.0	1.025	.000	.00	1.025	.000	.0					
20	.963	-.002	-.1	.975	.010	-.16	.974	.009	-.1	.951	-.014	-.57	.951	-.014	-.4					
21	1.030	.000	.0	.970	-.060	1.03	.970	-.060	1.1	1.027	-.003	.01	1.027	-.003	.1					
22	1.032	-.001	.0	.999	-.034	.46	.998	-.035	.5	1.028	-.005	-.04	1.028	-.005	.0					
23	1.000	.000	.3	1.010	.010	-.31	1.010	.010	-.3	1.010	.010	-.5.7	1.010	.010	-.8					



PERDA DE UM DOS CIRCUITOS
 COMPREENDIDO ENTRE AS
 BARRAS TERMINAIS DE
 NÚMERO 7 a 17

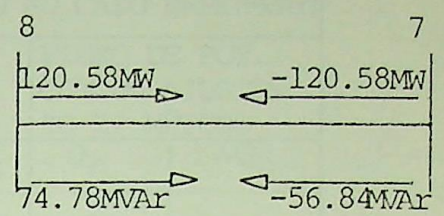
GERAÇÃO DA POT. REATIVA (Q_G) / VARIAÇÃO (ΔQ_G) EM RELAÇÃO AO CASO BASE (MVar)								
Nº DA BARRA	1º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 1º MÉTODO		2º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 2º MÉTODO	
	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G
21	35.8	-61.7	40.0	-57.5	100.0	2.5	100.0	2.5
23	-5.5	6.4	-5.2	6.7	-1.3	10.6	-.8	11.1

TAP DOS TRANSF. (TAP) / VARIAÇÃO (ΔTAP) EM REL. AO CASO BASE (PU)					
BARRA DO LADO DO TAP	OUTRA BARRA	1º MÉTODO		2º MÉTODO	
		TAP	ΔTAP	TAP	ΔTAP
2	1	.923	.005	.900	-.018
4	3	.930	-.026	.923	-.033
8	7	.900	-.070	.994	.024
10	9	.954	-.002	.941	-.015
15	14	.947	-.009	.949	-.007
16	15	.966	.023	.900	-.043
19	18	1.000	.044	1.000	.044

INJEÇÃO ADICIONAL DE POTÊNCIA PARA SIMULAÇÃO DA SAÍDA DA LINHA PELO 2º MÉTODO		
Nº DA BARRA	POT. ATIVA (MW)	POT. REATIVA (MVar)
7	-37.3	.8
17	37.6	.0

PERDA DE UM DOS CIRCUITOS COMPREENDIDO ENTRE AS BARRAS TERMINAIS DE NÚMERO 7 e 17

ÂNGULO - GRAUS														
TENSÕES - PU														
NÚMERO DA BARRA	TENSÕES (V) / VARIAÇÕES DA TENSÃO (ΔV)					E DO SEU ÂNGULO DE FASE (Δδ) EM RELAÇÃO AO CASO BASE					FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES DO CASO BASE			
	FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES DO CASO BASE					1º MÉTODO					2º MÉTODO			
	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV
1	.869	-.117	-8.9	1.000	.014	-5.81	.989	.003	-6.1	1.000	.014	-5.81	.989	.003
2	.856	-.098	-7.1	.936	-.018	-5.83	.927	-.027	-5.9	.936	-.018	-5.83	.927	-.027
3	.928	-.050	-4.3	1.000	.022	-2.80	.994	.016	-2.9	1.000	.022	-2.80	.994	.016
4	.926	-.046	-3.9	.982	.010	-2.95	.976	.004	-2.9	.982	.010	-2.95	.976	.004
5	.950	-.037	-3.1	.997	.010	-2.24	.991	.004	-2.3	.997	.010	-2.24	.991	.004
6	.987	-.013	-5	.997	-.003	-.48	.995	-.005	-.4	.997	-.003	-.48	.995	-.005
7	.878	-.095	-6.9	.950	-.023	-5.69	.941	-.032	-5.8	.950	-.023	-5.69	.941	-.032
8	1.028	.024	1.5	1.029	.025	1.53	1.029	.025	1.5	1.029	.025	1.53	1.029	.025
9	.919	-.075	-5.6	1.000	.006	-4.11	.991	-.003	-4.2	1.000	.006	-4.11	.991	-.003
10	.894	-.070	-5.3	.961	-.003	-4.13	.953	-.011	-4.2	.961	-.003	-4.13	.953	-.011
11	.902	-.053	-4.1	.964	.009	-3.02	.957	.002	-3.1	.964	.009	-3.02	.957	.002
12	.937	-.040	-3.5	.989	.012	-2.55	.984	.007	-2.6	.989	.012	-2.55	.984	.007
13	.940	-.039	-3.4	.995	.016	-2.55	.989	.010	-2.6	.995	.016	-2.55	.989	.010
14	.940	-.056	-4.3	1.000	.004	-3.01	.992	-.004	-3.1	1.000	.004	-3.01	.992	-.004
15	.914	-.052	-4.0	.974	.008	-3.03	.968	.002	-3.1	.974	.008	-3.03	.968	.002
16	.984	-.014	-5	.992	-.006	-.44	.989	-.009	-5	.992	-.006	-.44	.989	-.009
17	.928	-.053	-4.4	.987	.006	-3.53	.981	.000	-3.5	.987	.006	-3.53	.981	.000
18	.962	-.036	-3.3	1.020	.022	-2.59	1.015	.017	-2.6	1.020	.022	-2.59	1.015	.017
19	1.025	.000	.0	1.025	.000	.00	1.025	.000	.0	1.025	.000	.00	1.025	.000
20	.882	-.083	-6.1	.954	-.011	-4.95	.945	-.020	-5.0	.954	-.011	-4.95	.945	-.020
21	1.030	.000	.5	1.030	.000	.41	1.030	.000	.5	1.030	.000	.41	1.030	.000
22	1.034	.001	.4	1.038	.005	.44	1.036	.003	.4	1.038	.005	.44	1.036	.003
23	1.000	.000	-6.0	1.010	.010	-3.76	1.010	.010	-3.9	1.010	.010	-3.76	1.010	.010



PERDA DOS DOIS TRANSFORMADORES COMPREENDIDOS ENTRE AS BARRAS TERMINAIS DE NÚMERO 8 e 7

GERAÇÃO DA POT. REATIVA (Q_G) / VARIAÇÃO (ΔQ_G) EM RELAÇÃO AO CASO BASE (MVar)								
Nº DA BARRA	1º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 1º MÉTODO		2º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 2º MÉTODO	
	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G
21	87.1	-10.4	89.7	-7.8	87.1	-10.4	89.7	-7.8
23	-10.2	1.7	-7.6	4.3	-10.2	1.7	-7.6	4.3

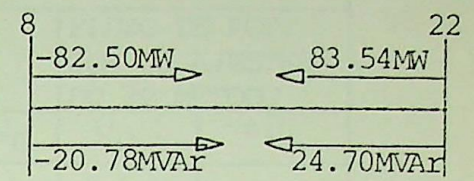
TAP DOS TRANSF. (TAP) / VARIAÇÃO (ΔTAP) EM REL. AO CASO BASE (PU)					
BARRA DO LADO DO TAP	OUTRA BARRA	1º MÉTODO		2º MÉTODO	
		TAP	ΔTAP	TAP	ΔTAP
2	1	.912	-.006	.912	-.006
4	3	.946	-.010	.946	-.010
8	7	.970	.000	.970	.000
10	9	.952	-.004	.952	-.004
15	14	.961	.005	.961	.005
16	15	.900	-.043	.900	-.043
19	18	.903	-.053	.903	-.053

INJEÇÃO ADICIONAL DE POTÊNCIA PARA SIMULAÇÃO DA SAÍDA DA LINHA PELO 2º MÉTODO		
Nº DA BARRA	POT. ATIVA (MW)	POT. REATIVA (MVar)
8	252.7	145.1
7	-252.7	-90.2

FONTE DE REATIVO (MVar)		
Nº DA BARRA	1º MÉTODO	2º MÉTODO
1	12.0	12.0
9	2.3	2.2
20	4.8	4.8

PERDA DOS DOIS TRANSFORMADORES COMPREENDIDOS ENTRE AS BARRAS TERMINAIS DE NÚMERO 8 e 7

TENSÕES - PU													ÂNGULO - GRAUS																	
TENSÕES (V) / VARIAÇÕES DA TENSÃO (ΔV) E DO SEU ÂNGULO DE FASE (Δδ) EM RELAÇÃO AO CASO BASE													TENSÕES (V) / VARIAÇÕES DA TENSÃO (ΔV) E DO SEU ÂNGULO DE FASE (Δδ) EM RELAÇÃO AO CASO BASE																	
NÚMERO DA BARRA	FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES DO CASO BASE						1º MÉTODO						FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 1º MÉTODO						2º MÉTODO						FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 2º MÉTODO					
	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ
1	.978	-.008	-.4	.984	-.002	-.46	.983	-.003	-.5	.985	-.001	-.46	.983	-.003	-.5	.985	-.001	-.46	.983	-.003	-.46	.985	-.001	-.46	.983	-.003	-.46	.985	-.001	-.46
2	.948	-.006	-.2	.934	-.020	-.44	.933	-.021	-.4	.934	-.020	-.44	.933	-.021	-.4	.934	-.020	-.44	.933	-.021	-.44	.934	-.020	-.44	.933	-.021	-.44	.934	-.020	-.44
3	.976	-.002	.1	1.000	.022	.13	.999	.021	.1	1.000	.022	.13	.999	.021	.1	1.000	.022	.13	.999	.021	.13	1.000	.022	.13	.999	.021	.13	1.000	.022	.13
4	.970	-.002	.2	.956	-.016	-.02	.955	-.017	.0	.955	-.017	-.02	.955	-.017	.0	.955	-.017	-.02	.955	-.017	-.02	.955	-.017	-.02	.955	-.017	-.02	.955	-.017	-.02
5	.986	-.001	.4	.977	-.010	.25	.976	-.011	.2	.977	-.010	.26	.976	-.011	.2	.977	-.010	.26	.976	-.011	.26	.977	-.010	.26	.976	-.011	.26	.977	-.010	.26
6	.999	-.001	1.0	.994	-.006	.88	.993	-.007	.9	.994	-.006	.89	.993	-.007	.9	.994	-.006	.89	.993	-.007	.89	.994	-.006	.89	.993	-.007	.89	.994	-.006	.89
7	.967	-.006	-.2	.953	-.020	-.40	.952	-.021	-.4	.953	-.020	-.40	.952	-.021	-.4	.953	-.020	-.40	.952	-.021	-.40	.953	-.020	-.40	.952	-.021	-.40	.953	-.020	-.40
8	.995	-.009	-1.2	.998	-.006	-1.15	.998	-.006	-1.2	.998	-.006	-1.16	.998	-.006	-1.2	.998	-.006	-1.16	.998	-.006	-1.16	.998	-.006	-1.16	.998	-.006	-1.16	.998	-.006	-1.2
9	.990	-.004	.2	1.000	.006	-.03	.999	.005	.0	1.000	.006	-.03	.999	.005	.0	1.000	.006	-.03	.999	.005	-.03	1.000	.006	-.03	.999	.005	-.03	1.000	.006	-.03
10	.961	-.003	.1	.954	-.010	-.05	.953	-.011	-.1	.954	-.010	-.05	.953	-.011	-.1	.954	-.010	-.05	.953	-.011	-.05	.954	-.010	-.05	.953	-.011	-.05	.954	-.010	-.1
11	.953	-.002	.5	.952	-.003	.19	.951	-.004	.2	.952	-.003	.19	.951	-.004	.2	.952	-.003	.19	.951	-.004	.19	.952	-.003	.19	.951	-.004	.19	.952	-.003	.2
12	.975	-.002	.3	.962	-.015	.09	.961	-.016	.1	.962	-.015	.09	.961	-.016	.1	.962	-.015	.09	.961	-.016	.09	.962	-.015	.09	.961	-.016	.09	.962	-.015	.1
13	.977	-.002	.2	.960	-.019	.03	.960	-.019	.0	.961	-.018	.03	.960	-.019	.0	.961	-.018	.03	.960	-.019	.03	.961	-.018	.03	.960	-.019	.03	.961	-.018	.0
14	.994	-.002	.5	1.000	.004	.21	.998	.002	.3	1.000	.004	.21	.998	.002	.3	1.000	.004	.21	.998	.002	.21	1.000	.004	.21	.998	.002	.21	1.000	.004	.0
15	.964	-.002	.5	.963	-.003	.19	.962	-.004	.2	.963	-.003	.20	.962	-.004	.2	.963	-.003	.20	.961	-.005	.2	.963	-.003	.20	.961	-.005	.2	.963	-.003	.3
16	.998	.000	1.6	.990	-.008	1.64	.988	-.010	1.6	.989	-.009	1.66	.988	-.010	1.6	.989	-.009	1.66	.987	-.011	1.66	.989	-.009	1.66	.987	-.011	1.66	.989	-.009	.2
17	.978	-.003	.0	.962	-.019	-.16	.961	-.020	-.1	.962	-.019	-.16	.961	-.020	-.1	.962	-.019	-.16	.961	-.020	-.16	.962	-.019	-.16	.961	-.020	-.16	.962	-.019	1.6
18	.996	-.002	.0	.974	-.024	-.02	.974	-.024	.0	.974	-.024	-.02	.974	-.024	.0	.974	-.024	-.02	.974	-.024	-.02	.974	-.024	-.02	.974	-.024	-.02	.974	-.024	-.1
19	1.025	.000	.0	1.025	.000	.00	1.025	.000	.0	1.025	.000	.00	1.025	.000	.0	1.025	.000	.00	1.025	.000	.00	1.025	.000	.00	1.025	.000	.00	1.025	.000	.0
20	.960	-.005	.0	.950	-.015	-.24	.949	-.016	-.2	.950	-.015	-.24	.949	-.016	-.2	.950	-.015	-.24	.949	-.016	-.24	.950	-.015	-.24	.949	-.016	-.24	.950	-.015	.0
21	1.030	.000	4.4	1.030	.000	4.33	1.030	.000	4.4	1.030	.000	4.41	1.030	.000	4.4	1.026	-.004	4.41	1.026	-.004	4.41	1.026	-.004	4.41	1.026	-.004	4.41	1.026	-.004	.0
22	1.042	.009	4.4	1.039	.006	4.36	1.037	.004	4.4	1.037	.004	4.41	1.037	.004	4.4	1.037	.004	4.41	1.037	.004	4.41	1.037	.004	4.41	1.037	.004	4.41	1.037	.004	.0
23	1.000	.000	-.1	1.010	.010	-1.09	1.010	.010	-1.1	1.010	.010	-1.09	1.010	.010	-1.1	1.010	.010	-1.09	1.010	.010	-1.09	1.010	.010	-1.09	1.010	.010	-1.09	1.010	.010	-1.1



PERDA DO CIRCUITO
COMPREENDIDO ENTRE AS
BARRAS TERMINAIS DE
NÚMERO 8 e 22

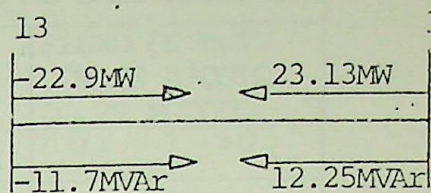
GERAÇÃO DA POT. REATIVA (Q_G) / VARIAÇÃO (ΔQ_G) EM RELAÇÃO AO CASO BASE (MVar)								
Nº DA BARRA	1º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 1º MÉTODO		2º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 2º MÉTODO	
	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G
21	85.1	-12.4	87.7	-9.8	82.1	-15.4	84.6	-12.9
23	.4	12.3	.8	12.7	.4	12.3	.8	12.7

TAP DOS TRANSF. (TAP) / VARIAÇÃO (ΔTAP) EM REL. AO CASO BASE (PU)					
BARRA DO LADO DO TAP	OUTRA BARRA	1º MÉTODO		2º MÉTODO	
		TAP	ΔTAP	TAP	ΔTAP
2	1	.900	-.018	.900	-.018
4	3	.921	-.035	.921	-.035
8	7	.995	.025	.994	.024
10	9	.941	-.015	.941	-.015
15	14	.949	-.007	.949	-.007
16	15	.900	-.043	.900	-.043
19	18	1.000	.044	1.000	.044

INJEÇÃO ADICIONAL DE POTÊNCIA PARA SIMULAÇÃO DA SAÍDA DA LINHA PELO 2º MÉTODO		
Nº DA BARRA	POT. ATIVA (MW)	POT. REATIVA (MVar)
8	-214.8	.0
22	218.8	19.3

PERDA DO CIRCUITO COMPREENDIDO ENTRE AS BARRAS
TERMINAIS DE NÚMERO 8 e 22

ÂNGULO - GRAUS												
TENSÕES - PU												
NÚMERO DA BARRA	TENSÕES (V) / VARIAÇÕES DA TENSÃO (ΔV)				E DO SEU ÂNGULO DE FASE (Δδ) EM RELAÇÃO AO CASO BASE				FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 2º MÉTODO			
	1º MÉTODO				2º MÉTODO				FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 2º MÉTODO			
	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ
1	.985	-.001	-.1	1.000	.014	.15	.998	.012	.1	1.000	.014	.00
2	.954	.000	.0	.969	.015	-.02	.967	.013	.0	.947	-.007	-.18
3	.975	-.003	-.2	1.000	.022	.07	.999	.021	.0	1.000	.022	-.25
4	.969	-.003	-.1	.965	-.007	-.08	.964	-.008	-.1	.959	-.013	-.41
5	.983	-.004	-.2	.978	-.009	-.11	.978	-.009	-.1	.978	-.009	-.49
6	.999	-.001	.0	.993	-.007	.04	.992	-.008	.1	.994	-.006	-.10
7	.972	-.001	.0	.987	.014	-.06	.986	.013	.0	.966	-.007	-.16
8	1.004	.000	.0	.980	-.024	.08	.980	-.024	.1	1.002	-.002	-.03
9	.992	-.002	-.1	1.000	.006	.00	.999	.005	.0	1.000	.006	-.29
10	.963	-.001	-.1	.967	.003	-.03	.966	.002	-.1	.962	-.002	-.31
11	.953	-.002	-.1	.950	-.005	-.03	.949	-.006	.0	.956	.001	-.40
12	.972	-.005	-.3	.966	-.011	-.19	.965	-.012	-.2	.963	-.014	-.64
13	.971	-.008	-.4	.964	-.015	-.33	.963	-.016	-.4	.960	-.019	-.94
14	.993	-.003	-.1	1.000	.004	.00	.998	.002	.0	1.000	.004	-.39
15	.964	-.002	-.1	.961	-.005	-.02	.960	-.006	.0	.967	.001	-.41
16	.997	-.001	-.1	.986	-.012	.10	.985	-.013	.1	.988	-.010	-.09
17	.981	.000	.1	.979	-.002	.06	.978	-.003	.1	.969	-.012	-.04
18	1.001	.003	.1	.987	-.011	.28	.987	-.011	.3	.981	-.017	.32
19	1.025	.000	.0	1.025	.000	.00	1.025	.000	.0	1.025	.000	.00
20	.964	-.001	.0	.974	.009	-.04	.972	.007	.0	.960	-.005	-.24
21	1.030	.000	.0	.970	-.060	1.04	.970	-.060	1.1	1.026	-.004	.03
22	1.032	-.001	.0	.998	-.035	.48	.997	-.036	.5	1.027	-.006	-.03
23	1.000	.000	.0	1.010	.010	-.40	1.010	.010	-.4	1.010	.010	-.78



PERDA DE UM DOS CIRCUITOS
COMPREENDIDOS ENTRE AS
BARRAS TERMINAIS DE
NÚMERO 13 e 18

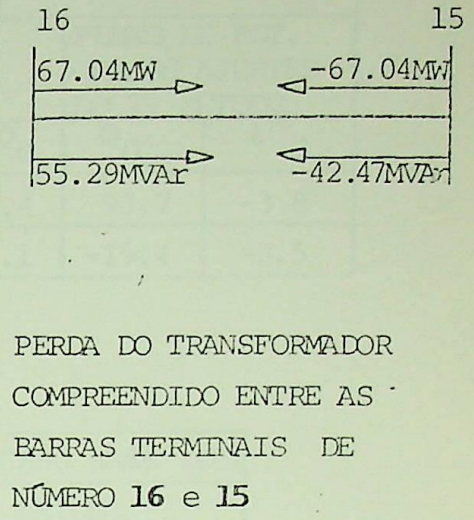
GERAÇÃO DA POT. REATIVA (Q_G) / VARIAÇÃO (ΔQ_G) EM RELAÇÃO AO CASO BASE (MVar)								
Nº. DA BARRA	1º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 1º MÉTODO		2º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 2º MÉTODO	
	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G
21	37.2	-60.3	41.3	-56.2	100.0	2.5	100.0	2.5
23	-6.7	5.2	-6.3	5.6	-2.6	9.3	-2.4	9.5

TAP DOS TRANSF. (TAP) / VARIAÇÃO (Δ TAP) EM REL. AO CASO BASE (PU)					
BARRA DO LADO DO TAP	OUTRA BARRA	1º MÉTODO		2º MÉTODO	
		TAP	Δ TAP	TAP	Δ TAP
2	1	.921	.003	.900	-.018
4	3	.930	-.026	.924	-.032
8	7	.900	-.070	.974	.004
10	9	.953	-.003	.948	-.008
15	14	.948	-.008	.953	-.003
16	15	.958	.015	.900	-.043
19	18	1.000	.044	1.000	.044

INJEÇÃO ADICIONAL DE POTÊNCIA PARA SIMU LAÇÃO DA SAÍDA DA LINHA PELO 2º MÉTODO		
Nº DA BARRA	POT. ATIVA (MW)	POT. REATIVA (MVar)
13	-61.8	-.9
18	62.6	3.0

PERDA DE UM DOS CIRCUITOS COMPREENDIDO ENTRE
AS BARRAS TERMINAIS DE NÚMERO 13 e 18

ÂNGULO - GRAUS															
TENSÕES - PU															
TENSÕES (V) / VARIAÇÕES DA TENSÃO (ΔV) E DO SEU ÂNGULO DE FASE (Δδ) EM RELAÇÃO AO CASO BASE															
NÚMERO DA BARRA	FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES DO CASO BASE			1º MÉTODO			FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 1º MÉTODO			2º MÉTODO			FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 2º MÉTODO		
	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ
1	.960	-.026	-1.8	1.000	.014	-.73	.995	.009	-.8	1.000	.014	-.73	.995	.009	-.8
2	.932	-.022	-1.4	.983	.029	-.91	.980	.026	-.9	.983	.029	-.91	.980	.026	-.9
3	.959	-.019	-1.4	1.000	.022	-.61	.997	.019	-.7	1.000	.022	-.61	.997	.019	-.7
4	.954	-.018	-1.2	.988	.016	-.77	.985	.013	-.7	.988	.016	-.77	.985	.013	-.7
5	.964	-.023	-1.5	.995	.008	-.97	.992	.005	-1.0	.995	.008	-.97	.992	.005	-1.0
6	1.003	.003	.4	1.009	.009	.32	1.008	.008	.4	1.009	.009	.32	1.008	.008	.4
7	.951	-.022	-1.4	1.001	.028	-.97	.998	.025	-.9	1.001	.028	-.97	.998	.025	-.9
8	.999	-.005	-.1	.992	-.012	-.11	.991	-.013	-.1	.992	-.012	-.11	.991	-.013	-.1
9	.951	-.043	-2.5	1.000	.006	-1.72	.996	.002	-1.7	1.000	.006	-1.72	.996	.002	-1.7
10	.924	-.040	-2.3	.971	.007	-1.74	.967	.003	-1.8	.971	.007	-1.74	.967	.003	-1.8
11	.903	-.052	-3.0	.950	-.005	-2.34	.947	-.008	-2.4	.950	-.005	-2.35	.947	-.008	-2.4
12	.958	-.019	-1.3	.990	.013	-.82	.987	.010	-.8	.990	.013	-.82	.987	.010	-.8
13	.962	-.017	-1.2	.994	.015	-.72	.991	.012	-.7	.994	.015	-.72	.991	.012	-.7
14	.940	-.056	-3.1	1.000	.004	-2.26	.996	.000	-2.3	1.000	.004	-2.27	.996	.000	-2.3
15	.914	-.052	-2.9	.958	-.008	-2.28	.955	-.011	-2.3	.958	-.008	-2.28	.955	-.011	-2.3
16	1.011	.013	.7	1.016	.018	.79	1.014	.016	.7	1.016	.018	.79	1.014	.016	.7
17	.965	-.016	-1.2	1.001	.020	-.73	.998	.017	-.7	1.001	.020	-.73	.998	.017	-.7
18	.986	-.012	-1.0	1.016	.018	-.57	1.015	.017	-.6	1.016	.018	-.57	1.015	.017	-.6
19	1.025	.000	.0	1.025	.000	.00	1.025	.000	.0	1.025	.000	.00	1.025	.000	.0
20	.934	-.031	-1.8	.982	.017	-1.34	.979	.014	-1.3	.982	.017	-1.34	.979	.014	-1.3
21	1.030	.000	.4	1.030	.000	.36	1.030	.000	.4	1.030	.000	.36	1.030	.000	.4
22	1.036	.003	.4	1.036	.003	.38	1.035	.002	.4	1.036	.003	.38	1.035	.002	.4
23	1.000	.000	-1.6	1.010	.010	-.57	1.010	.010	-.5	1.010	.010	-.58	1.010	.010	-.5



GERAÇÃO DA POT. REATIVA (Q_G) / VARIAÇÃO (ΔQ_G) EM RELAÇÃO AO CASO BASE (MVar)								
Nº DA BARRA	1º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 1º MÉTODO		2º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 2º MÉTODO	
	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G
21	92.1	-5.4	93.7	-3.8	92.1	-5.4	93.7	-3.8
23	-16.0	-4.1	-15.4	-3.5	-16.0	-4.1	-15.4	-3.5

TAP DOS TRANSF. (TAP) / VARIAÇÃO (ΔTAP) EM REL. AO CASO BASE (PU)					
BARRA DO LADO DO TAP	OUTRA BARRA	1º MÉTODO		2º MÉTODO	
		TAP	ΔTAP	TAP	ΔTAP
2	1	.935	.017	.935	.017
4	3	.952	-.004	.952	-.004
8	7	.900	-.070	.900	-.070
10	9	.957	.001	.957	.001
15	14	.945	-.011	.945	-.011
16	15	.943	.000	.943	.000
19	18	.940	-.016	.940	-.016

INJEÇÃO ADICIONAL DE POTÊNCIA PARA SIMULAÇÃO DA SAÍDA DA LINHA PELO 2º MÉTODO		
Nº DA BARRA	POT. ATIVA (MW)	POT. REATIVA (MVar)
16	96.4	74.7
15	-96.4	-51.9

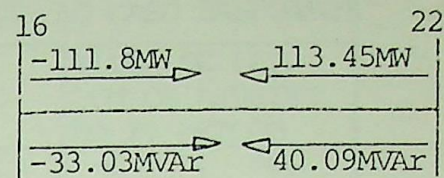
FONTE DE REATIVO (MVar)		
Nº DA BARRA	1º MÉTODO	2º MÉTODO
11	10.5	10.5

PERDA DO TRANSFORMADOR COMPREENDIDO ENTRE AS BARRAS TERMINAIS DE NÚMERO 16 e 15

TENSÕES - PU

ÂNGULO - GRAUS

TENSÕES (V) / VARIAÇÕES DA TENSÃO (ΔV) E DO SEU ÂNGULO DE FASE (Δδ) EM RELAÇÃO AO CASO BASE																				
NÚMERO DA BARRA	FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES DO CASO BASE				1º MÉTODO				FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 1º MÉTODO				2º MÉTODO				FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 2º MÉTODO			
	V	ΔV	Δδ		V	ΔV	Δδ		V	ΔV	Δδ		V	ΔV	Δδ		V	ΔV	Δδ	
1	.981	-.005	.1		1.000	.014	.44		.996	.010	.4		1.000	.014	.44		.996	.010	.4	
2	.950	-.004	.3		.974	.020	.26		.972	.018	.3		.974	.020	.27		.971	.017	.3	
3	.971	-.007	-.4		1.000	.022	-.06		.998	.020	-.1		1.000	.022	-.06		.998	.020	-.1	
4	.965	-.007	-.3		.968	-.004	-.21		.966	-.006	-.2		.968	-.004	-.21		.966	-.006	-.2	
5	.977	-.010	-.7		.980	-.007	-.56		.978	-.009	-.6		.980	-.007	-.56		.978	-.009	-.6	
6	.988	-.012	-1.2		.993	-.007	-1.17		.992	-.008	-1.1		.993	-.007	-1.17		.991	-.009	-1.1	
7	.969	-.004	.3		.993	.020	.22		.990	.017	.3		.992	.019	.23		.989	.016	.3	
8	1.004	.000	1.6		.991	-.013	1.61		.989	-.015	1.6		.989	-.015	1.62		.987	-.017	1.6	
9	.985	-.009	-.3		1.000	.006	-.22		.997	.003	-.2		1.000	.006	-.22		.997	.003	-.2	
10	.956	-.008	-.3		.969	.005	-.24		.967	.003	-.3		.969	.005	-.24		.966	.002	-.3	
11	.943	-.012	-.7		.950	-.005	-.57		.948	-.007	-.6		.950	-.005	-.57		.948	-.007	-.6	
12	.969	-.008	-.4		.970	-.007	-.34		.969	-.008	-.3		.970	-.007	-.34		.968	-.009	-.3	
13	.972	-.007	-.4		.970	-.009	-.23		.969	-.010	-.2		.970	-.009	-.23		.968	-.011	-.2	
14	.983	-.013	-.7		1.000	.004	-.55		.997	.001	-.5		1.000	.004	-.55		.997	.001	-.5	
15	.954	-.012	-.7		.961	-.005	-.56		.959	-.007	-.6		.961	-.005	-.57		.959	-.007	-.6	
16	.978	-.020	-2.2		.986	-.012	-2.14		.983	-.015	-2.2		.985	-.013	-2.14		.983	-.015	-2.2	
17	.976	-.005	-.1		.981	.000	-.03		.979	-.002	.0		.981	.000	-.03		.979	-.002	.0	
18	.994	-.004	-.2		.986	-.012	-.02		.985	-.013	.0		.986	-.012	-.02		.985	-.013	.0	
19	1.025	.000	.0		1.025	.000	.00		1.025	.000	.0		1.025	.000	.00		1.025	.000	.0	
20	.959	-.006	.0		.977	.012	.00		.975	.010	.1		.977	.012	.00		.974	.009	.1	
21	1.030	.000	6.0		1.030	.000	6.01		1.030	.000	6.1		1.022	-.008	6.18		1.022	-.008	6.3	
22	1.048	.015	6.1		1.044	.011	6.07		1.042	.009	6.1		1.039	.006	6.17		1.036	.003	6.2	
23	1.000	.000	-.2		1.010	.010	-.43		1.010	.010	-.5		1.010	.010	-.44		1.010	.010	-.5	



PERDA DO CIRCUITO
COMPREENDIDO ENTRE AS
BARRAS TERMINAIS DE
NÚMERO 16 e 22

GERAÇÃO DA POT. REATIVA (Q_G) / VARIAÇÃO (ΔQ_G) EM RELAÇÃO AO CASO BASE (MVar)								
Nº DA BARRA	1º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 1º MÉTODO		2º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 2º MÉTODO	
	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G
21	73.9	-23.6	79.2	-18.3	68.0	-29.5	73.4	-24.1
23	-7.6	4.3	-6.8	5.1	-7.5	4.4	-6.7	5.2

TAP DOS TRANSF. (TAP) / VARIAÇÃO (ΔTAP) EM REL. AO CASO BASE (PU)					
BARRA DO LADO DO TAP	OUTRA BARRA	1º MÉTODO		2º MÉTODO	
		TAP	ΔTAP	TAP	ΔTAP
2	1	.926	.008	.926	.008
4	3	.933	-.023	.933	-.023
8	7	.900	-.070	.900	-.070
10	9	.955	-.001	.955	-.001
15	14	.948	-.008	.948	-.008
16	15	.964	.021	.962	.019
19	18	1.000	.044	1.000	.044

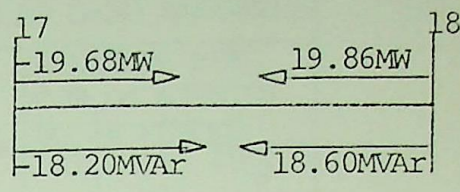
INJEÇÃO ADICIONAL DE POTÊNCIA PARA SIMULAÇÃO DA SAÍDA DA LINHA PELO 2º MÉTODO		
Nº DA BARRA	POT. ATIVA (MW)	POT. REATIVA (MVar)
16	-352.5	.0
22	360.4	38.3

PERDA DO CIRCUITO COMPREENDIDO ENTRE AS BARRAS
TERMINAIS DE NÚMERO 16 e 22

ÂNGULO - GRAUS

TENSÕES - PU

NÚMERO DA BARRA	TENSÕES (V) / VARIAÇÕES DA TENSÃO (ΔV)						E DO SEU ÂNGULO DE FASE (Δδ) EM RELAÇÃO AO CASO BASE					
	FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES DO CASO BASE			1º MÉTODO			FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 1º MÉTODO			2º MÉTODO		
	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ
1	.982	-.004	-.2	1.000	.014	.02	.998	.012	.0	1.000	.014	-.09
2	.951	-.003	-.1	.967	.013	-.15	.966	.012	-.1	.968	.014	-.26
3	.976	-.002	-.1	1.000	.022	.08	.999	.021	.1	1.000	.022	-.01
4	.970	-.002	-.1	.966	-.006	-.07	.965	-.007	.0	.968	-.004	-.16
5	.986	-.001	.0	.980	-.007	.03	.979	-.008	.0	.982	-.005	.03
6	1.000	.000	.0	.994	-.006	.06	.993	-.007	.1	.995	-.005	.05
7	.970	-.003	-.1	.986	.013	-.18	.985	.012	-.2	.987	.014	-.30
8	1.004	.000	.0	.980	-.024	.06	.980	-.024	.0	.980	-.024	.03
9	.992	-.002	-.1	1.000	.006	-.03	.999	.005	.0	1.000	.006	-.09
10	.962	-.002	-.1	.966	.002	-.06	.965	.001	-.1	.967	.003	-.11
11	.954	-.001	-.1	.950	-.005	.01	.949	-.006	.0	.950	-.005	-.01
12	.977	.000	.0	.970	-.007	.03	.969	-.008	.0	.972	-.005	.03
13	.980	.001	.0	.970	-.009	.10	.969	-.010	.1	.974	-.005	.17
14	.994	-.002	.0	1.000	.004	.04	.999	.003	.1	1.000	.004	.02
15	.965	-.001	-.1	.961	-.005	.02	.960	-.006	.0	.961	-.005	.00
16	.997	-.001	-.1	.987	-.011	.11	.986	-.012	.1	.988	-.010	.10
17	.975	-.006	-.2	.976	-.005	-.21	.975	-.006	-.2	.978	-.003	-.44
18	1.003	.005	.1	.986	-.012	.25	.986	-.012	.2	.993	-.005	.44
19	1.025	.000	.0	1.025	.000	.00	1.025	.000	.0	1.025	.000	.00
20	.962	-.003	-.1	.972	.007	-.11	.971	.006	-.1	.973	.008	-.20
21	1.030	.000	.0	.970	-.060	1.04	.970	-.060	1.1	.970	-.060	1.02
22	1.032	-.001	.0	.998	-.035	.47	.998	-.035	.5	.999	-.034	.45
23	1.000	.000	-.3	1.010	.010	-.74	1.010	.010	-.8	.990	-.010	-.12



PERDA DE UM DOS CIRCUITOS
COMPREENDIDOS ENTRE AS
BARRAS TERMINAIS DE
NÚMERO 17 e 18

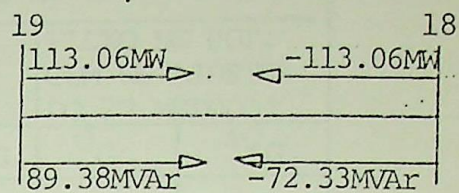
GERAÇÃO DA POT. REATIVA (Q_G) / VARIAÇÃO (ΔQ_G) EM RELAÇÃO AO CASO BASE (MVar)								
Nº DA BARRA	1º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 1º MÉTODO		2º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 2º MÉTODO	
	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G
21	36.7	-60.8	40.8	-56.7	35.5	-62.0	39.8	-57.7
23	-5.6	6.3	-5.2	6.7	-15.0	-3.1	-14.2	-2.3

TAP DOS TRANSF. (TAP) / VARIAÇÃO (ΔTAP) EM REL. AO CASO BASE (PU)					
BARRA DO LADO DO TAP	OUTRA BARRA	1º MÉTODO		2º MÉTODO	
		TAP	ΔTAP	TAP	ΔTAP
2	1	.919	.001	.920	.002
4	3	.931	-.025	.933	-.023
8	7	.900	-.070	.900	-.070
10	9	.953	-.003	.953	-.003
15	14	.948	-.008	.948	-.008
16	15	.961	.018	.970	.027
19	18	1.000	.044	.980	.024

INJEÇÃO ADICIONAL DE POTÊNCIA PARA SIMULAÇÃO DA SAÍDA DA LINHA PELO 2º MÉTODO		
Nº DA BARRA	POT. ATIVA (MW)	POT. REATIVA (MVar)
17	-55.7	1.0
18	56.1	0.0

PERDA DE UM DOS CIRCUITOS COMPREENDIDOS ENTRE AS BARRAS TERMINAIS DE NÚMERO 17 e 18

TENSÕES - PU										ÂNGULO - GRAUS										
NÚMERO DA BARRA	TENSÕES (V) / VARIAÇÕES DA TENSÃO (ΔV) E DO SEU ÂNGULO DE FASE (Δδ) EM RELAÇÃO AO CASO BASE					FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES DO CASO BASE					FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 1º MÉTODO					FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 2º MÉTODO				
	OS AJUSTES DO CASO BASE					1º MÉTODO					2º MÉTODO					2º MÉTODO				
	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ		
1						1.000	.014	-2.91	.989	.003	-3.2	1.000	.014	-2.91	.989	.003	-3.2			
2						.966	.012	-3.09	.957	.003	-3.2	.966	.012	-3.09	.957	.003	-3.2			
3						1.000	.022	-4.02	.989	.011	-4.3	1.000	.022	-4.03	.989	.011	-4.3			
4						.952	-.020	-4.17	.943	-.029	-4.3	.952	-.020	-4.18	.943	-.029	-4.3			
5						.977	-.001	-3.01	.969	-.018	-3.2	.977	-.001	-3.01	.969	-.018	-3.2			
6						.990	-.010	-.80	.987	-.013	-.8	.990	-.010	-.80	.987	-.013	-.8			
7						.985	.012	-3.11	.976	.003	-3.2	.985	.012	-3.11	.976	.003	-3.2			
8						.982	-.022	-.78	.979	-.025	-.8	.982	-.022	-.78	.979	-.025	-.8			
9						1.000	.006	-2.83	.991	-.003	-3.0	1.000	.006	-2.83	.991	-.003	-3.0			
10						.972	.008	-2.85	.965	.001	-3.0	.972	.008	-2.86	.965	.001	-3.0			
11						.961	.006	-2.68	.954	-.001	-2.8	.961	.006	-2.68	.954	-.001	-2.8			
12						.957	-.020	-3.90	.948	-.029	-4.1	.957	-.020	-3.91	.948	-.029	-4.1			
13						.950	-.029	-4.51	.940	-.039	-4.8	.950	-.029	-4.52	.940	-.039	-4.8			
14						1.000	.004	-2.67	.991	-.005	-2.8	1.000	.004	-2.67	.991	-.005	-2.8			
15						.972	.006	-2.69	.964	-.002	-2.8	.972	.006	-2.69	.964	-.002	-2.8			
16						.982	-.016	-.92	.979	-.019	-1.0	.982	-.016	-.92	.979	-.019	-1.0			
17						.961	-.020	-4.53	.951	-.030	-4.7	.961	-.020	-4.53	.951	-.030	-4.7			
18						.953	-.045	-5.52	.942	-.056	-5.9	.952	-.046	-5.53	.942	-.056	-5.9			
19						1.025	.000	.00	1.025	.000	.0	1.025	.000	.00	1.025	.000	.0			
20						.975	.010	-2.98	.967	.002	-3.1	.975	.010	-2.98	.967	.002	-3.1			
21						1.015	-.015	-.55	*1.012	-.018	-.4	1.015	-.015	-.55	*1.012	-.018	-.4			
22						1.015	-.015	-.74	1.012	-.021	-.8	1.015	-.015	-.74	1.012	-.021	-.8			
23						1.010	.010	-5.51	1.010	.010	-6.0	1.010	.010	-5.51	1.010	.010	-6.0			



*Tensão na barra de geração diferente de 1.015. Geração de reativo atingiu o limite superior.

PERDA DOS DOIS TRANSFORMADORES COMPREENDIDOS ENTRE AS BARRAS TERMINAIS DE NÚMERO 19 e 18

GERAÇÃO DA POT. REATIVA (Q_G) / VARIAÇÃO (ΔQ_G) EM RELAÇÃO AO CASO BASE (MVar)								
Nº DA BARRA	1º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 1º MÉTODO		2º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 2º MÉTODO	
	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G
21	100.0	2.5	100.0	2.5	100.0	2.5	100.0	2.5
23	1.1	13.0	5.2	17.1	1.1	13.0	5.2	17.1

TAP DOS TRANSF. (TAP) / VARIAÇÃO (ΔTAP) EM REL. AO CASO BASE (PU)					
BARRA DO LADO DO TAP	OUTRA BARRA	1º MÉTODO		2º MÉTODO	
		TAP	ΔTAP	TAP	ΔTAP
2	1	.918	.000	.918	.000
4	3	.918	-.038	.918	-.038
8	7	.900	-.070	.900	-.070
10	9	.959	.003	.959	.003
15	14	.959	.003	.959	.003
16	15	.900	-.043	.900	-.043
19	18	.956	.000	.956	.000

INJEÇÃO ADICIONAL DE POTÊNCIA PARA SIMULAÇÃO DA SAÍDA DA LINHA PELO 2º MÉTODO		
Nº DA BARRA	POT. ATIVA (MW)	POT. REATIVA (MVar)
19	216.8	151.8
18	-216.8	-106.4

FONTE DE REATIVO (MVar)		
Nº DA BARRA	1º MÉTODO	2º MÉTODO
13	.75	.81

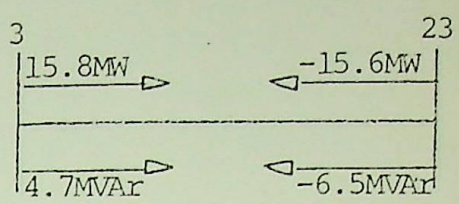
PERDA DE DOIS TRANSFORMADORES COMPREENDIDOS ENTRE AS BARRAS TERMINAIS DE NÚMERO 19 e 18

A.2 CASOS DE EMERGÊNCIA - ÁREA OESTE

Constam neste item, alguns dos casos de emergência na área Oeste, excetuando-se aqueles cujos erros denotam e disparidade de estado previsto pelo linearizado quando confrontado com o de um programa de fluxo de potência (não linear).

O que se entende aqui como: " fluxo de pot. com os ajustes do 1º ou do 2º método " são os resultados dos fluxos de potência em que os taps dos transformadores, as fontes de reativo e as tensões terminais nas barras de geração são as mesmas detetadas pelos métodos linearizados (1º ou 2º).

TENSÕES - PU													ÂNGULO - GRAUS												
TENSÕES (V) / VARIAÇÕES DA TENSÃO (ΔV)													E DO SEU ÂNGULO DE FASE (Δδ) EM RELAÇÃO AO CASO BASE												
NÚMERO DA BARRA	FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES DO CASO BASE					1º MÉTODO					FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 1º MÉTODO					2º MÉTODO					FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 2º MÉTODO				
	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ				
1	1.004	.007	.9	.993	-.004	.87	.990	-.007	.7	.993	-.004	.86	.990	-.007	.7	.990	-.007	.7	.990	-.007	.7				
2	1.011	.007	.9	1.000	-.004	.88	.997	-.007	.7	1.000	-.004	.87	.997	-.007	.7	1.000	-.004	.7	.997	-.007	.7				
3	.941	.006	.9	.963	.028	.91	.961	.026	.8	.963	.028	.90	.961	.026	.8	.963	.028	.8	.961	.026	.8				
4	.950	-.004	-.4	.950	-.004	.32	.948	-.006	.2	.950	-.004	.31	.948	-.006	.2	.950	-.004	.2	.948	-.006	.2				
5	1.000	.000	-.4	.996	-.004	.35	.996	-.004	.2	.996	-.004	.34	.996	-.004	.2	.996	-.004	.2	.996	-.004	.2				
6	.963	-.004	-.5	.963	-.004	.33	.961	-.006	.1	.963	-.004	.32	.961	-.006	.1	.963	-.004	.1	.961	-.006	.1				
7	.915	-.004	-.5	.945	.026	.28	.944	.025	.1	.945	.026	.27	.944	.025	.1	.945	.026	.1	.944	.025	.1				
8	.916	-.005	-.5	.946	.025	.29	.946	.025	.1	.946	.025	.27	.946	.025	.1	.946	.025	.1	.946	.025	.1				
9	1.043	-.002	-.1	1.050	.005	-.04	1.049	.004	-.1	1.050	.005	-.05	1.049	.004	-.1	1.050	.005	-.1	1.049	.004	-.1				
10	1.000	-.002	.0	1.006	.004	-.05	1.005	.003	-.1	1.006	.004	-.06	1.005	.003	-.1	1.006	.004	-.1	1.005	.003	-.1				
11	1.018	-.001	.0	1.020	.001	-.01	1.020	.001	.0	1.020	.001	-.01	1.020	.001	.0	1.020	.001	.0	1.020	.001	.0				
12	.960	.000	.0	.960	.000	.00	.960	.000	.0	.960	.000	.00	.960	.000	.0	.960	.000	.0	.960	.000	.0				
13	.932	-.005	-.5	.961	.024	.28	.960	.023	.1	.961	.024	.27	.960	.023	.1	.961	.024	.1	.960	.023	.1				
14	.888	-.028	-1.8	.942	.026	-2.08	.939	.023	-2.1	.942	.026	-2.10	.940	.023	-2.1	.942	.026	-2.1	.940	.023	-2.1				
15	.989	-.004	-.4	1.000	.007	.30	.998	.005	.2	1.000	.007	.29	.998	.005	.2	1.000	.007	.2	.998	.005	.2				
16	.924	-.004	-.4	.926	-.002	.27	.925	-.003	.1	.926	-.002	.26	.925	-.003	.1	.926	-.002	.2	.925	-.003	.2				
17	.967	-.022	-1.1	1.000	.011	-1.37	.997	.008	-1.4	1.000	.011	-1.39	.997	.008	-1.4	1.000	.011	-1.4	.997	.008	-1.4				
18	.973	-.022	-1.1	1.000	.005	-1.38	.997	.002	-1.4	1.000	.005	-1.40	.997	.002	-1.4	1.000	.005	-1.4	.997	.002	-1.4				
19	.913	-.019	-.9	.949	.017	-1.37	.948	.016	-1.3	.950	.018	-1.39	.949	.017	-1.3	.950	.018	-1.3	.949	.017	-1.3				
20	.991	-.001	-.7	1.010	.018	.53	1.010	.018	.3	1.010	.018	.51	1.010	.018	.3	1.010	.018	.3	1.010	.018	.3				
21	1.002	.000	-.7	1.020	.018	.49	1.020	.018	.2	1.020	.018	.48	1.020	.018	.2	1.020	.018	.2	1.020	.018	.2				
22	.950	.000	-.6	.950	.000	.42	.950	.000	.2	.950	.000	.41	.950	.000	.2	.950	.000	.2	.950	.000	.2				
23	.879	-.044	-3.0	.940	.017	-3.37	.938	.015	-3.4	.940	.017	-3.41	.939	.016	-3.4	.940	.017	-3.4	.939	.016	-3.4				



PERDA DO CIRCUITO
COMPREENDIDO ENTRE AS
BARRAS TERMINAIS DE
NÚMERO 3 e 23

GERAÇÃO DA POT. REATIVA (Q_G) / VARIAÇÃO (ΔQ_G) EM RELAÇÃO AO CASO BASE (MVar)								
Nº DA BARRA	1º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 1º MÉTODO		2º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 2º MÉTODO	
	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G
5	4.5	.0	4.7	.2	4.7	.0	4.7	.2
22	58.0	-3.2	58.5	-2.7	58.0	-3.2	58.4	-2.8

TAP DOS TRANSF. (TAP) / VARIAÇÃO (ΔTAP) EM REL. AO CASO BASE (PU)					
BARRA DO LADO DO TAP	OUTRA BARRA	1º MÉTODO		2º MÉTODO	
		TAP	ΔTAP	TAP	ΔTAP
3	33	.932	.032	.932	.032
7	6	.952	.032	.952	.032
10	9	.959	-.001	.959	-.001
12	11	.925	.005	.925	.005
16	15	.912	-.008	.912	-.008
19	34	.945	.025	.946	.026
22	21	.915	-.015	.915	-.015
26	35	.924	.024	.928	.028
28	27	.919	-.011	.919	-.011
31	32	.877	.027	.877	.027

INJEÇÃO ADICIONAL DE POTÊNCIA PARA SIMULAÇÃO DA SAÍDA DA LINHA PELO 2º MÉTODO		
Nº DA BARRA	POT. ATIVA (MW)	POT. REATIVA (MVar)
3	78.1	-3.8
23	-77.3	4.0

PERDA DO CIRCUITO COMPREENDIDO ENTRE AS BARRAS
TERMINAIS DE NÚMERO 3 e 23

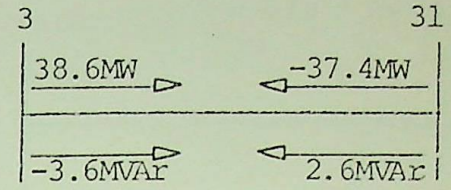
FONTE DE REATIVO (MVar)		
Nº DA BARRA	1º MÉTODO	2º MÉTODO
14	9.6	9.6
17	2.4	2.4
23	6.0	6.0
24	1.3	1.7
29	1.2	1.2
31	1.2	1.2
TOTAL	21.7	22.1

PERDA DO CIRCUITO COMPREENDIDO ENTRE
AS BARRAS TERMINAIS DE NÚMERO 3 e 23

TENSÕES - PU

ÂNGULO - GRAUS

NÚMERO DA BARRA	FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES DO CASO BASE				TENSÕES (V) / VARIAÇÕES DA TENSÃO (ΔV)				E DO SEU ÂNGULO DE FASE (Δδ) EM RELAÇÃO AO CASO BASE				FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 2º MÉTODO				FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 2º MÉTODO				
	1º MÉTODO				2º MÉTODO				3º MÉTODO				4º MÉTODO				5º MÉTODO				
	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ
1	.974	-.023	1.2	1.000	.003	1.43	.984	-.013	1.0	1.000	.003	1.44	.984	-.013	1.0	1.000	.003	1.44	.984	-.013	1.0
2	.982	-.022	1.2	.993	-.010	1.45	.979	-.025	1.0	.993	-.010	1.45	.979	-.025	1.0	.993	-.010	1.45	.979	-.025	1.0
3	.916	-.019	1.4	.969	.034	1.63	.957	.022	1.3	.969	.034	1.63	.957	.022	1.3	.969	.034	1.63	.957	.022	1.3
4	.892	-.062	-10.7	.950	-.004	-7.89	.940	-.014	-8.7	.950	-.004	-7.88	.940	-.014	-8.7	.950	-.004	-7.88	.940	-.014	-8.7
5	.948	-.052	-10.3	.987	-.013	-7.29	.988	-.012	-8.0	.987	-.013	-7.28	.987	-.013	-8.0	.987	-.013	-7.28	.987	-.013	-8.0
6	.907	-.060	-10.8	.954	-.013	-7.37	.945	-.022	-8.2	.954	-.013	-7.36	.944	-.023	-8.2	.954	-.013	-7.36	.944	-.023	-8.2
7	.882	-.037	-11.8	.963	.044	-8.28	.956	.037	-9.1	.963	.044	-8.27	.955	.036	-9.1	.963	.044	-8.27	.955	.036	-9.1
8	.885	-.036	-12.0	.963	.043	-8.31	.956	.035	-9.1	.963	.042	-8.30	.956	.035	-9.1	.963	.042	-8.30	.956	.035	-9.1
9	1.035	-.010	-.9	1.050	.005	-.53	1.045	.000	-.7	1.050	.005	-.53	1.045	.000	-.7	1.050	.005	-.53	1.045	.000	-.7
10	.992	-.010	-.2	1.007	.005	-.09	1.002	.000	-.2	1.007	.005	-.09	1.002	.000	-.2	1.007	.005	-.09	1.002	.000	-.2
11	1.013	-.006	-.2	1.020	.001	-.03	1.018	-.001	-.1	1.020	.001	-.03	1.018	-.001	-.1	1.020	.001	-.03	1.018	-.001	-.1
12	.960	.000	.0	.960	.000	.00	.960	.000	.0	.960	.000	.00	.960	.000	.0	.960	.000	.00	.960	.000	.0
13	.904	-.033	-12.4	.968	.032	-8.33	.961	.024	-9.0	.969	.032	-8.33	.961	.024	-9.0	.969	.032	-8.33	.961	.024	-9.1
14	.866	-.050	-2.9	.940	.024	-2.45	.926	.010	-2.7	.940	.024	-2.45	.926	.010	-2.7	.940	.024	-2.45	.926	.010	-2.7
15	.923	-.070	-8.9	1.000	.007	-6.83	.988	-.005	-7.5	1.000	.007	-6.82	.987	-.005	-7.5	1.000	.007	-6.82	.987	-.005	-7.5
16	.865	-.063	-8.6	.929	.001	-6.81	.918	-.010	-7.4	.929	.001	-6.80	.918	-.010	-7.4	.929	.001	-6.80	.918	-.010	-7.4
17	.947	-.042	-1.9	1.000	.011	-1.60	.987	-.002	-1.8	1.000	.011	-1.60	.987	-.002	-1.8	1.000	.011	-1.60	.987	-.002	-1.8
18	.953	-.042	-1.9	1.000	.005	-1.62	.987	-.008	-1.8	1.000	.005	-1.61	.987	-.008	-1.8	1.000	.005	-1.61	.987	-.008	-1.8
19	.895	-.037	-1.6	.949	.017	-1.61	.939	.007	-1.7	.949	.017	-1.61	.939	.007	-1.7	.949	.017	-1.61	.939	.007	-1.7
20	.987	-.005	-13.3	1.010	.018	-7.86	1.009	.017	-8.9	1.010	.018	-7.86	1.009	.017	-8.9	1.010	.018	-7.86	1.009	.017	-8.9
21	.997	-.005	-13.3	1.020	.018	-7.89	1.019	.017	-8.9	1.020	.018	-7.89	1.019	.017	-8.9	1.020	.018	-7.89	1.019	.017	-8.9
22	.950	.000	-13.2	.950	.000	-7.96	.950	.000	-8.9	.950	.000	-7.96	.950	.000	-8.9	.950	.000	-7.96	.950	.000	-8.9
23	.889	-.034	-.5	.955	.032	-.22	.942	.019	-.5	.955	.032	-.21	.942	.019	-.5	.955	.032	-.21	.942	.019	-.5



PERDA DA LINHA
COMPREENDIDA ENTRE
AS BARRAS TERMINAIS
DE NÚMERO 3 e 31

[illegible]

PERDA DA LINHA
COMPREENDIDA ENTRE AS
BARRAS TERMINAIS DE
NÚMERO 3 e 31

GERAÇÃO DA POT. REATIVA (Q_G) / VARIAÇÃO (ΔQ_G) EM RELAÇÃO AO CASO BASE (MVar)								
Nº. DA BARRA	1º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 1º MÉTODO		2º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 2º MÉTODO	
	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G
5	4.5	.0	5.0	.5	4.5	.0	5.0	.5
22	53.8	-7.4	57.2	-4.0	53.9	-7.3	57.4	-3.8

TAP DOS TRANSF. (TAP) / VARIAÇÃO (Δ TAP) EM REL. AO CASO BASE (PU)					
BARRA DO LADO DO TAP	OUTRA BARRA	1º MÉTODO		2º MÉTODO	
		TAP	Δ TAP	TAP	Δ TAP
3	33	.965	.065	.965	.065
7	6	.995	.075	.995	.075
10	9	.963	.003	.963	.003
12	11	.926	.006	.926	.006
16	15	.938	.018	.938	.018
19	34	.945	.025	.945	.025
22	21	.916	-.014	.916	-.014
26	35	.940	.040	.939	.039
28	27	.914	-.016	.914	-.016
31	32	.877	.027	.877	.027

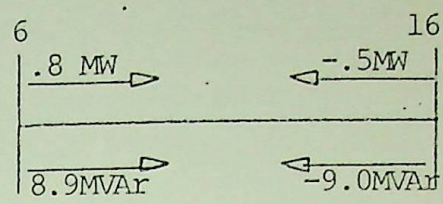
INJEÇÃO ADICIONAL DE POTÊNCIA PARA SIMU LAÇÃO DA SAÍDA DA LINHA PELO 2º MÉTODO		
Nº DA BARRA	POT. ATIVA (MW)	POT. REATIVA (MVar)
3	109.9	-16.7
31	-104.2	28.9

PERDA DA LINHA COMPREENDIDA ENTRE AS BARRAS
TERMINAIS DE NÚMERO 3 e 31

FONTE DE REATIVO (MVar)		
Nº DA BARRA	1º MÉTODO	2º MÉTODO
1	2.4	2.4
4	2.4	2.4
8	3.6	3.3
14	9.6	9.6
15	4.8	4.8
17	2.4	2.4
23	6.0	6.0
24	3.1	3.1
29	1.2	1.2
31	1.2	1.2
TOTAL	36.7	36.4

PERDA DA LINHA COMPREENDIDA ENTRE AS
BARRAS TERMINAIS DE NÚMERO 3 e 31

ÂNGULO - GRAUS															
TENSÕES - PU															
TENSÕES (V) / VARIAÇÕES DA TENSÃO (ΔV) E DO SEU ÂNGULO DE FASE (Δδ) EM RELAÇÃO AO CASO BASE															
NÚMERO DA BARRA	FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES DO CASO BASE			1º MÉTODO			FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 1º MÉTODO			2º MÉTODO			FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 2º MÉTODO		
	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ
1	.995	-.002	-.1	.993	-.004	.02	.992	-.005	.0	.993	-.004	.03	.992	-.005	.0
2	1.003	-.001	-.1	1.000	-.004	.03	.999	-.005	.0	1.000	-.004	.04	.999	-.005	.0
3	.933	-.002	-.1	.954	.018	.06	.953	.018	.0	.953	.018	.07	.953	.018	.0
4	.996	.042	.2	.967	.013	.58	.962	.008	.5	.967	.013	.64	.962	.008	.5
5	1.000	.000	.0	1.000	.000	.53	1.000	.000	.5	1.000	.000	.59	1.000	.000	.5
6	1.009	.042	.1	.980	.127	.57	.975	.008	.5	.980	.013	.63	.975	.008	.5
7	.936	.017	-.1	.967	.048	.32	.966	.047	.2	.967	.048	.36	.966	.047	.2
8	.936	.015	-.1	.966	.045	.40	.965	.044	.3	.966	.045	.43	.965	.044	.3
9	1.019	-.026	-.4	1.050	.005	.01	1.049	.004	-.1	1.050	.005	.00	1.049	.004	-.1
10	.996	-.006	.0	1.005	.003	.01	1.004	.002	.0	1.005	.003	.01	1.004	.002	.0
11	1.016	-.003	.0	1.020	.001	.03	1.020	.001	.0	1.020	.001	.03	1.020	.001	.0
12	.960	.000	.0	.960	.000	.00	.960	.000	.0	.960	.000	.00	.960	.000	.0
13	.944	.007	.0	.970	.033	.62	.969	.032	.5	.970	.033	.65	.969	.032	.5
14	.915	-.001	-.1	.940	.024	-.01	.939	.023	.0	.940	.024	.00	.939	.023	.0
15	.734	-.259	4.1	1.000	.007	1.41	.989	-.004	1.4	1.000	.007	1.33	.992	-.001	1.4
16	.695	-.233	5.8	.900	-.028	1.44	.891	-.037	1.5	.900	-.028	1.36	.893	-.035	1.4
17	.985	-.004	-.1	.994	.005	-.04	.993	.004	.0	.994	.005	-.04	.993	.004	.0
18	.991	-.004	-.1	1.000	.005	-.05	.999	.004	-.1	1.000	.005	-.04	.999	.004	-.1
19	.929	-.003	.0	.948	.016	-.08	.948	.016	-.1	.948	.016	-.07	.948	.016	-.1
20	.993	.001	.2	1.010	.018	1.13	1.010	.018	.9	1.010	.018	1.17	1.010	.018	.9
21	1.003	.001	.2	1.020	.018	1.10	1.020	.018	.9	1.020	.018	1.13	1.020	.018	.9
22	.950	.000	.2	.950	.000	1.03	.950	.000	.9	.950	.000	1.07	.950	.000	.9
23	.922	-.001	-.1	.944	.021	.04	.944	.021	.0	.944	.021	.05	.944	.021	.0



PERDA DA LINHA
 COMPREENDIDA ENTRE AS
 BARRAS TERMINAIS DE
 NÚMERO 6 e 16

GERAÇÃO DA POT. REATIVA (Q_G) / VARIAÇÃO (ΔQ_G) EM RELAÇÃO AO CASO BASE (MVar)								
Nº DA BARRA	1º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM CS AJUSTES DO 1º MÉTODO		2º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM CS AJUSTES DO 2º MÉTODO	
	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G
5	3.1	-1.4	3.6	-.9	3.1	-1.4	3.6	-.9
22	53.1	-8.1	53.5	-7.7	53.1	-8.1	53.5	-7.7

TAP DOS TRANSF. (TAP) / VARIAÇÃO (ΔTAP) EM REL. AO CASO BASE (PU)					
BARRA DO LADO DO TAP	OUTRA BARRA	1º MÉTODO		2º MÉTODO	
		TAP	ΔTAP	TAP	ΔTAP
3	33	.922	.022	.922	.022
7	6	1.000	.080	1.000	.008
10	9	.958	-.002	.958	-.002
12	11	.923	.003	.923	.003
16	15	.909	-.011	.909	-.011
19	34	.931	.011	.931	.011
22	21	.917	-.013	.916	-.014
26	35	.915	.015	.915	.015
28	27	.938	.008	.940	.010
31	32	.874	.024	.874	.024

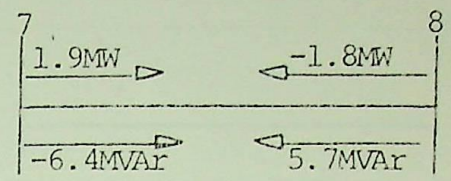
INJEÇÃO ADICIONAL DE POTÊNCIA PARA SIMULAÇÃO DA SAÍDA DA LINHA PELO 2º MÉTODO		
Nº DA BARRA	POT. ATIVA (MW)	POT. REATIVA (MVar)
6	4.8	15.8
16	-3.9	-15.4

PERDA DA LINHA COMPREENDIDA ENTRE AS BARRAS
TERMINAIS DE NÚMERO 6 e 16

FONTE DE REATIVO (MVar)		
Nº DA BARRA	1º MÉTODO	2º MÉTODO
14	6.6	6.6
15	4.8	4.8
24	.4	.4
27	3.7	3.9
29	.7	.6
TOTAL	16.2	16.3

PERDA DA LINHA COMPREENDIDA ENTRE AS
BARRAS TERMINAIS DE NÚMERO 6 e 16

TENSÕES - PU										ÂNGULO - GRAUS															
TENSÕES (V) / VARIAÇÕES DA TENSÃO (ΔV)										E DO SEU ÂNGULO DE FASE (Δδ) EM RELAÇÃO AO CASO BASE															
NÚMERO DA BARRA	FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES DO CASO BASE					1º MÉTODO					FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 1º MÉTODO					2º MÉTODO					FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 2º MÉTODO				
	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ				
1	.999	.002	-2	.999	.002	-30	.998	.001	-4	.999	.002	-31	.999	.002	-31	.999	.002	-31	.999	.002	-4				
2	1.006	.002	-2	1.000	-.004	-30	.999	-.005	-4	1.000	-.004	-31	1.000	-.004	-31	1.000	-.004	-31	1.000	-.004	-4				
3	.936	.001	-2	.954	.019	-22	.953	.018	-3	.954	.019	-23	.954	.019	-23	.953	.018	-23	.953	.018	-3				
4	.929	-.025	6.7	.950	-.004	7.18	.943	-.011	6.7	.950	-.004	7.13	.944	-.010	7.13	.944	-.010	7.13	.944	-.010	6.6				
5	1.000	.000	6.8	.990	-.010	7.62	.990	-.010	7.2	.989	-.011	7.60	.989	-.011	7.60	.989	-.011	7.60	.989	-.011	7.2				
6	.942	-.025	6.6	.957	-.010	7.56	.950	-.017	7.0	.956	-.011	7.53	.951	-.016	7.53	.951	-.016	7.53	.951	-.016	7.0				
7	.867	-.052	7.2	.882	-.038	8.09	.874	-.045	7.6	.880	-.039	8.06	.875	-.044	8.06	.875	-.044	8.06	.875	-.044	7.6				
8	.936	.015	-1.1	.956	.035	-61	.956	.035	-7	.957	.036	-65	.956	.035	-65	.956	.035	-65	.956	.035	-7				
9	1.040	-.005	.3	1.050	.005	.41	1.049	.004	.3	1.050	.005	.40	1.049	.004	.40	1.049	.004	.40	1.049	.004	.3				
10	1.001	-.001	.0	1.005	.003	.03	1.004	.002	.0	1.005	.003	.03	1.004	.002	.03	1.004	.002	.03	1.004	.002	.0				
11	1.019	.000	.0	1.020	.001	.04	1.020	.001	.0	1.020	.001	.04	1.020	.001	.04	1.020	.001	.04	1.020	.001	.0				
12	.960	.000	.0	.960	.000	.00	.960	.000	.0	.960	.000	.00	.960	.000	.00	.960	.000	.00	.960	.000	.0				
13	.945	.008	-7	.965	.028	-27	.965	.028	-4	.965	.028	-30	.965	.028	-30	.965	.028	-30	.965	.028	-4				
14	.917	.001	-2	.940	.024	-30	.939	.023	-4	.940	.024	-32	.940	.024	-32	.940	.024	-32	.940	.024	-4				
15	.974	-.019	5.3	1.000	.007	6.11	.992	-.001	5.7	1.000	.007	6.09	.993	.000	6.09	.993	.000	6.09	.993	.000	5.7				
16	.911	-.017	5.3	.926	-.002	6.08	.919	-.009	6.3	.926	-.002	6.06	.920	-.008	6.06	.920	-.008	6.06	.920	-.008	5.6				
17	.989	.000	-1	.994	.005	-21	.993	.004	-2	.994	.005	-22	.993	.004	-22	.993	.004	-22	.993	.004	-2				
18	.995	.000	-1	1.000	.005	-22	.999	.004	-3	1.000	.005	-22	.999	.004	-22	.999	.004	-22	.999	.004	-3				
19	.933	.001	-1	.947	.015	-24	.947	.015	-2	.947	.015	-25	.948	.016	-25	.948	.016	-25	.948	.016	-2				
20	.993	.001	-5	1.010	.018	.11	1.010	.018	-1	1.010	.018	.08	1.010	.018	.08	1.010	.018	.08	1.010	.018	-1				
21	1.004	.002	-6	1.020	.018	.08	1.020	.018	-1	1.020	.018	.04	1.020	.018	.04	1.020	.018	.04	1.020	.018	-1				
22	.950	.000	-5	.950	.000	.00	.950	.000	-1	.950	.000	-.03	.950	.000	-.03	.950	.000	-.03	.950	.000	-1				
23	.925	.002	-2	.944	.021	-.24	.944	.021	-3	.944	.021	-.26	.944	.021	-.26	.944	.021	-.26	.944	.021	-3				



PERDA DA LINHA
COMPREENDIDA ENTRE AS
BARRAS TERMINAIS DE
NÚMERO 7 e 8

GERAÇÃO DA POT. REATIVA (Q_G) / VARIAÇÃO (ΔQ_G) EM RELAÇÃO AO CASO BASE (MVar)								
Nº DA BARRA	1º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 1º MÉTODO		2º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 2º MÉTODO	
	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G
5	4.5	.0	5.0	.5	4.5	.0	5.0	.5
22	55.6	-5.6	55.8	-5.4	55.6	-5.6	55.8	-5.4

TAP DOS TRANSF. (TAP) / VARIAÇÃO (ΔTAP) EM REL. AO CASO BASE (PU)					
BARRA DO LADO DO TAP	OUTRA BARRA	1º MÉTODO		2º MÉTODO	
		TAP	ΔTAP	TAP	ΔTAP
3	33	.931	.031	.931	.031
7	6	.920	.000	.920	.000
10	9	.954	-.006	.954	-.006
12	11	.923	.003	.922	.002
16	15	.912	-.008	.912	-.008
19	34	.931	.011	.931	.011
22	21	.916	-.014	.916	-.014
26	35	.914	.014	.914	.014
28	27	.925	-.005	.925	-.005
31	32	.877	.027	.877	.027

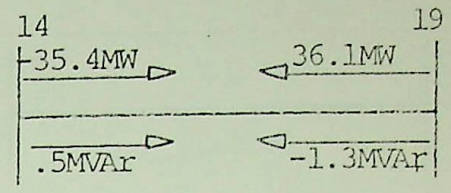
INJEÇÃO ADICIONAL DE POTÊNCIA PARA SIMULAÇÃO DA SAÍDA DA LINHA PELO 2º MÉTODO		
Nº DA BARRA	POT. ATIVA (MW)	POT. REATIVA (MVar)
7	244	-305
8	-243	307

PERDA DA LINHA COMPREENDIDA ENTRE AS BARRAS
TERMINAIS DE NÚMERO 7 e 8

FONTE DE REATIVO (MVar)		
Nº DA BARRA	1º MÉTODO	2º MÉTODO
1	1.1	1.1
4	1.7	1.9
14	7.3	7.4
24	.4	.4
29	1.2	1.2
31	1.2	1.2
TOTAL	12.9	13.2

PERDA DA LINHA COMPREENDIDA ENTRE AS
BARRAS TERMINAIS DE NÚMERO 7 e 8

ÂNGULO - GRAUS																									
TENSÕES - PU																									
TENSÕES (V) / VARIAÇÕES DA TENSÃO (ΔV) E DO SEU ÂNGULO DE FASE (Δδ) EM RELAÇÃO AO CASO BASE																									
NÚMERO DA BARRA	FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES DO CASO BASE					1º MÉTODO					FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 1º MÉTODO					2º MÉTODO					FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 2º MÉTODO				
	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ		
1	.923	-.074	-7.3	1.000	.003	-5.47	-.016	-6.2	.981	-.016	-6.2	1.000	.003	-5.47	.981	-.016	-6.2	1.000	.003	-5.47	.981	-.016	-6.2		
2	.931	-.073	-7.1	.994	-.010	-5.46	-.029	-6.2	.975	-.029	-6.2	.993	-.010	-5.45	.976	-.028	-6.4	.993	-.010	-5.45	.976	-.028	-6.4		
3	.872	-.063	-6.4	.953	.018	-5.28	.002	-5.8	.937	.002	-5.8	.953	.018	-5.27	.937	.002	-5.8	.953	.018	-5.27	.937	.002	-5.8		
4	.892	-.062	-9.0	.950	-.004	-5.89	-.015	-7.0	.939	-.015	-7.0	.950	-.004	-5.89	.939	-.015	-7.0	.950	-.004	-5.89	.939	-.015	-7.0		
5	.947	-.053	-8.6	.987	-.013	-5.29	-.013	-6.3	.987	-.013	-6.3	.987	-.013	-5.29	.987	-.013	-6.3	.987	-.013	-5.29	.987	-.013	-6.3		
6	.906	-.061	-9.0	.954	-.013	-5.37	-.023	-6.5	.944	-.023	-6.5	.954	-.013	-5.37	.944	-.023	-6.5	.954	-.013	-5.37	.944	-.023	-6.5		
7	.877	-.042	-10.0	.963	.044	-6.10	.037	-7.3	.956	.037	-7.3	.963	.044	-6.09	.956	.037	-7.3	.963	.044	-6.09	.956	.037	-7.3		
8	.880	-.041	-10.1	.963	.042	-6.10	.035	-7.3	.956	.035	-7.3	.963	.042	-6.10	.956	.035	-7.3	.963	.042	-6.10	.956	.035	-7.3		
9	1.035	-.010	-.9	1.050	.005	-.39	-.002	-.7	1.043	-.002	-.7	1.050	.005	-.39	1.044	-.001	-.7	1.050	.005	-.39	1.044	-.001	-.7		
10	.993	-.009	-.3	1.007	.005	-.06	-.001	-.2	1.001	-.001	-.2	1.007	.005	-.06	1.001	-.001	-.2	1.007	.005	-.06	1.001	-.001	-.2		
11	1.014	-.005	-.2	1.020	.001	-.01	-.003	-.1	1.016	-.003	-.1	1.020	.001	-.01	1.016	-.003	-.1	1.020	.001	-.01	1.016	-.003	-.1		
12	.960	.000	.0	.960	.000	.00	.000	.0	.960	.000	.0	.960	.000	.00	.960	.000	.0	.960	.000	.00	.960	.000	.0		
13	.898	-.037	-10.4	.972	.035	-6.16	.027	-7.3	.964	.027	-7.3	.972	.035	-6.16	.964	.027	-7.3	.972	.035	-6.16	.964	.027	-7.3		
14	.835	-.081	-11.1	.942	.026	-9.29	.009	-9.8	.925	.009	-9.8	.942	.026	-9.28	.925	.009	-9.8	.942	.026	-9.28	.925	.009	-9.8		
15	.925	-.068	-7.5	1.000	.007	-5.17	-.006	-6.1	.987	-.006	-6.1	1.000	.007	-5.16	.987	-.006	-6.1	1.000	.007	-5.16	.987	-.006	-6.1		
16	.867	-.061	-7.2	.929	.001	-5.14	-.011	-6.1	.917	-.011	-6.1	.929	.001	-5.14	.918	-.010	-6.1	.929	.001	-5.14	.918	-.010	-6.1		
17	1.024	.035	4.5	.994	.005	4.82	-.011	4.3	.978	-.011	4.3	.994	.005	4.83	.978	-.011	4.3	.994	.005	4.83	.978	-.011	4.3		
18	1.030	.035	4.4	1.000	.005	4.81	-.011	4.3	.984	-.011	4.3	1.000	.005	4.82	.984	-.011	4.3	1.000	.005	4.82	.984	-.011	4.3		
19	.964	.032	4.3	.984	.052	4.79	.040	4.4	.972	.040	4.4	.984	.052	4.80	.972	.040	4.4	.984	.052	4.80	.972	.040	4.4		
20	.986	-.006	-11.5	1.010	.018	-5.59	.017	-7.0	1.009	.017	-7.0	1.010	.018	-5.59	1.009	.017	-7.0	1.010	.018	-5.59	1.009	.017	-7.0		
21	.996	-.006	-11.5	1.020	.018	-5.63	.017	-7.1	1.019	.017	-7.1	1.020	.018	-5.62	1.019	.017	-7.0	1.020	.018	-5.62	1.019	.017	-7.0		
22	.950	.000	-11.5	.950	.000	-5.69	.000	-7.1	.950	.000	-7.1	.950	.000	-5.69	.950	.000	-7.1	.950	.000	-5.69	.950	.000	-7.1		
23	.851	-.072	-8.6	.947	.024	-7.10	.008	-7.7	.931	.008	-7.7	.947	.024	-7.10	.931	.008	-7.7	.947	.024	-7.10	.931	.008	-7.7		



PERDA DA LINHA
COMPREENDIDA ENTRE AS-
BARRAS TERMINAIS DE
NÚMERO 14 e 19

GERAÇÃO DA POT. REATIVA (Q_G) / VARIAÇÃO (ΔQ_G) EM RELAÇÃO AO CASO BASE (MVar)								
Nº. DA BARRA	1º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 1º MÉTODO		2º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 2º MÉTODO	
	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G
5	4.5	.0	5.0	.5	4.5	.0	5.0	.5
22	52.0	-9.2	55.7	-5.5	52.0	-9.2	55.6	-5.6

TAP DOS TRANSF. (TAP) / VARIAÇÃO (Δ TAP) EM REL. AO CASO BASE (PU)					
BARRA DO LADO DO TAP	OUTRA BARRA	1º MÉTODO		2º MÉTODO	
		TAP	Δ TAP	TAP	Δ TAP
3	33	.947	.047	.947	.047
7	6	1.000	.080	1.000	.080
10	9	.923	-.037	.923	-.037
12	11	.926	.006	.926	.006
16	15	.937	.017	.937	.017
19	34	.969	.049	.969	.049
22	21	.917	-.013	.917	-.013
26	35	.937	.037	.937	.037
28	27	.916	-.014	.916	-.014
31	32	.877	.027	.877	.027

INJEÇÃO ADICIONAL DE POTÊNCIA PARA SIMU LAÇÃO DA SAÍDA DA LINHA PELO 2º MÉTODO		
Nº DA BARRA	POT. ATIVA (MW)	POT. REATIVA (MVar)
14	-173.6	37.7
19	179.7	-22.3

PERDA DA LINHA COMPREENDIDA ENTRE AS BARRAS
TERMINAIS DE NÚMERO 14 e 19

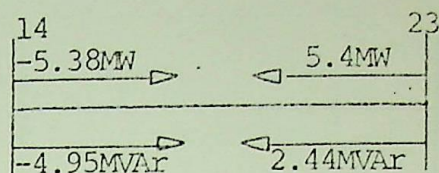
FONTE DE REATIVO (MVar)		
Nº DA BARRA	1º MÉTODO	2º MÉTODO
1	2.4	2.4
4	2.4	2.4
13	6.3	6.4
14	9.6	9.6
15	4.5	4.5
23	6.0	6.0
24	.4	.4
29	1.2	1.2
31	1.2	1.2
TOTAL	34.0	34.1

PERDA DA LINHA COMPREENDIDA ENTRE AS
BARRAS TERMINAIS DE NÚMERO 14 e 19

ÂNGULO - GRAUS

TENSÕES - PU

TENSOES (V) / VARIACOES DA TENSÃO (ΔV) E DO SEU ÂNGULO DE FASE (Δδ) EM RELAÇÃO AO CASO BASE																																		
NÚMERO DA BARRA	FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES DO CASO BASE						1º MÉTODO						FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 1º MÉTODO						2º MÉTODO						FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 2º MÉTODO									
	ΔV		Δδ		V		ΔV		Δδ		V		ΔV		Δδ		V		ΔV		Δδ		V		ΔV		Δδ		V		ΔV		Δδ	
	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	
1	.999	.002	.3	1.000	.003	.09	.997	.000	.0	1.000	.003	.07	.997	.000	.0	1.000	.003	.07	.997	.000	.0	1.000	.003	.07	.997	.000	.0	1.000	.003	.07	.997	.000	.0	
2	1.007	.003	.3	.993	-.010	.10	.991	-.013	.0	.993	-.010	.09	.991	-.013	.0	.993	-.010	.09	.991	-.013	.0	.993	-.010	.09	.991	-.013	.0	.993	-.010	.09	.991	-.013	.0	
3	.937	.002	.3	.960	.025	.29	.953	.024	.2	.960	.025	.27	.953	.024	.2	.960	.025	.27	.953	.024	.2	.960	.025	.27	.953	.024	.2	.960	.025	.27	.953	.024	.2	
4	.951	-.003	.2	.950	-.004	.30	.948	-.006	.2	.950	-.004	.28	.948	-.006	.2	.950	-.004	.28	.948	-.006	.2	.950	-.004	.28	.948	-.006	.2	.950	-.004	.28	.948	-.006	.2	
5	1.000	.000	.2	.993	-.007	.52	.993	-.007	.5	.993	-.007	.50	.993	-.007	.5	.993	-.007	.50	.993	-.007	.5	.993	-.007	.50	.993	-.007	.5	.993	-.007	.50	.993	-.007	.5	
6	.965	-.002	.2	.960	-.007	.48	.959	-.008	.3	.960	-.007	.46	.959	-.008	.3	.960	-.007	.46	.959	-.008	.3	.960	-.007	.46	.959	-.008	.3	.960	-.007	.46	.959	-.008	.3	
7	.917	-.002	.2	.947	.028	.42	.947	.028	.3	.947	.028	.40	.947	.028	.3	.947	.028	.40	.948	.029	.3	.947	.028	.40	.948	.029	.3	.947	.028	.40	.948	.029	.3	
8	.919	-.002	.2	.949	.028	.44	.949	.028	.3	.949	.028	.42	.949	.028	.3	.949	.028	.42	.949	.028	.3	.949	.028	.42	.949	.028	.3	.949	.028	.42	.949	.028	.3	
9	1.044	-.001	-.1	1.050	.005	-.02	1.050	.005	-.1	1.050	.005	-.02	1.050	.005	-.1	1.050	.005	-.02	1.050	.005	-.1	1.050	.005	-.02	1.050	.005	-.1	1.050	.005	-.02	1.050	.005	-.1	
10	1.000	-.002	.0	1.006	.004	-.03	1.005	.003	.0	1.006	.004	-.03	1.005	.003	.0	1.006	.004	-.03	1.005	.003	.0	1.006	.004	-.03	1.005	.003	.0	1.006	.004	-.03	1.005	.003	.0	
11	1.018	-.001	.0	1.020	.001	.00	1.020	.001	.0	1.020	.001	.00	1.020	.001	.0	1.020	.001	.00	1.020	.001	.0	1.020	.001	.00	1.020	.001	.0	1.020	.001	.00	1.020	.001	.0	
12	.960	.000	.0	.960	.000	.00	.960	.000	.0	.960	.000	.00	.960	.000	.0	.960	.000	.00	.960	.000	.0	.960	.000	.00	.960	.000	.0	.960	.000	.00	.960	.000	.0	
13	.934	-.003	-.2	.962	.025	.46	.962	.025	.3	.962	.025	.44	.962	.025	.3	.962	.025	.44	.962	.025	.3	.962	.025	.44	.962	.025	.3	.962	.025	.44	.962	.025	.3	
14	.900	-.016	.5	.940	.024	-.76	.940	.024	-.8	.940	.024	-.78	.940	.024	-.8	.940	.024	-.78	.940	.024	-.8	.940	.024	-.78	.940	.024	-.8	.940	.024	-.78	.940	.024	-.8	
15	.991	-.002	-.1	1.000	.007	.43	.999	.006	.4	1.000	.007	.41	.999	.006	.4	1.000	.007	.41	.999	.006	.4	1.000	.007	.41	.999	.006	.4	1.000	.007	.41	.999	.006	.4	
16	.926	-.002	-.2	.924	-.004	.40	.923	-.005	.3	.924	-.004	.38	.923	-.005	.3	.924	-.004	.38	.923	-.005	.3	.924	-.004	.38	.923	-.005	.3	.924	-.004	.38	.923	-.005	.3	
17	.977	-.012	-.3	1.000	.011	-.59	.999	.010	-.6	1.000	.011	-.61	.999	.010	-.6	1.000	.011	-.61	.999	.010	-.6	1.000	.011	-.61	.999	.010	-.6	1.000	.011	-.61	.999	.010	-.6	
18	.983	-.012	-.3	1.000	.005	-.60	.998	.003	-.6	1.000	.005	-.62	.999	.004	-.6	1.000	.005	-.62	.999	.004	-.6	1.000	.005	-.62	.999	.004	-.6	1.000	.005	-.62	.999	.004	-.6	
19	.922	-.010	-.2	.950	.018	-.59	.950	.018	-.6	.950	.018	-.61	.951	.019	-.6	.950	.018	-.61	.951	.019	-.6	.950	.018	-.61	.951	.019	-.6	.950	.018	-.61	.951	.019	-.6	
20	.992	.000	-.3	1.010	.018	.74	1.010	.018	.6	1.010	.018	.72	1.010	.018	.6	1.010	.018	.72	1.010	.018	.6	1.010	.018	.72	1.010	.018	.6	1.010	.018	.72	1.010	.018	.6	
21	1.002	.000	-.3	1.020	.018	.71	1.020	.018	.5	1.020	.018	.69	1.020	.018	.5	1.020	.018	.69	1.020	.018	.5	1.020	.018	.69	1.020	.018	.5	1.020	.018	.69	1.020	.018	.5	
22	.950	.000	-.3	.950	.000	.64	.950	.000	.5	.950	.000	.62	.950	.000	.5	.950	.000	.62	.950	.000	.5	.950	.000	.62	.950	.000	.5	.950	.000	.62	.950	.000	.5	
23	.930	.007	.6	.953	.030	.65	.952	.029	.5	.953	.030	.63	.952	.029	.5	.953	.030	.63	.952	.029	.5	.953	.030	.63	.952	.029	.5	.953	.030	.63	.952	.029	.5	



PERDA DA LINHA
COMPREENDIDA ENTRE AS
BARRAS TERMINAIS DE
NÚMERO 14 e 23

GERAÇÃO DA POT. REATIVA (Q_G) / VARIAÇÃO (ΔQ_G) EM RELAÇÃO AO CASO BASE (MVar)								
Nº DA BARRA	1º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 1º MÉTODO		2º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 2º MÉTODO	
	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G
5	4.5	.0	4.7	.2	4.5	.0	4.7	.2
22	57.5	-3.7	57.6	-3.6	57.5	-3.7	57.5	-3.7

TAP DOS TRANSF. (TAP) / VARIAÇÃO (ΔTAP) EM REL. AO CASO BASE (PU)					
BARRA DO LADO DO TAP	OUTRA BARRA	1º MÉTODO		2º MÉTODO	
		TAP	ΔTAP	TAP	ΔTAP
3	33	.955	.055	.955	.055
7	6	.963	.043	.963	.043
10	9	.958	-.002	.958	-.002
12	11	.924	.004	.924	.004
16	15	.910	-.010	.910	-.010
19	34	.946	.026	.946	.026
22	21	.915	.015	.915	.015
26	35	.927	.027	.929	.029
28	27	.918	-.012	.918	-.012
31	32	.877	.027	.877	.027

INJEÇÃO ADICIONAL DE POTÊNCIA PARA SIMULAÇÃO DA SAÍDA DA LINHA PELO 2º MÉTODO		
Nº DA BARRA	POT. ATIVA (MW)	POT. REATIVA (MVar)
14	-22.1	-3.84
23	22.2	1.45

PERDA DA LINHA COMPREENDIDA ENTRE AS BARRAS
TERMINAIS DE NÚMERO 14 e 23

FONTE DE REATIVO (MVar)		
Nº DA BARRA	1º MÉTODO	2º MÉTODO
1	2.4	2.4
4	.8	.8
14	9.6	9.6
17	2.4	2.4
24	1.7	1.9
29	1.2	1.2
31	1.2	1.2
TOTAL	19.3	19.5

PERDA DA LINHA COMPREENDIDA ENTRE AS
BARRAS TERMINAIS DE NÚMERO 14 e 23

GERAÇÃO DA POT. REATIVA (Q_G) / VARIAÇÃO (ΔQ_G) EM RELAÇÃO AO CASO BASE (MVar)								
Nº DA BARRA	1º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 1º MÉTODO		2º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 2º MÉTODO	
	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G
5	4.5	.0	5.0	.5	4.5	.0	5.0	.5
22	56.3	-4.9	57.3	-3.9	56.3	-4.9	57.3	-3.9

TAP DOS TRANSF. (TAP) / VARIAÇÃO (ΔTAP) EM REL. AO CASO BASE (PU)					
BARRA DO LADO DO TAP	OUTRA BARRA	1º MÉTODO		2º MÉTODO	
		TAP	ΔTAP	TAP	ΔTAP
3	33	.949	.049	.949	.049
7	6	.991	.071	.991	.071
10	9	.953	-.007	.953	-.007
12	11	.923	.003	.923	.003
16	15	.914	-.006	.914	-.006
19	34	.930	.010	.930	.010
22	21	.916	-.014	.915	-.015
26	35	.914	.014	.914	.014
28	27	.952	.022	.952	.022
31	32	.877	.027	.877	.027

INJEÇÃO ADICIONAL DE POTÊNCIA PARA SIMULAÇÃO DA SAÍDA DA LINHA PELO 2º MÉTODO		
Nº DA BARRA	POT. ATIVA (MW)	POT. REATIVA (MVar)
16	-25.3	22.7
28	29.3	-19.3

PERDA DA LINHA COMPREENDIDA ENTRE AS BARRAS
TERMINAIS DE NÚMERO 16 e 28

FONTE DE REATIVO (MVar)		
Nº DA BARRA	1º MÉTODO	2º MÉTODO
1	2.4	2.4
14	8.5	8.5
15	.1	.1
24	.4	.4
29	1.2	1.2
31	1.2	1.2
TOTAL	13.8	13.8

PERDA DA LINHA COMPRENDIDA ENTRE AS
BARRAS TERMINAIS DE NÚMERO 16 e 28

APÊNDICE B

APÊNDICE B

B.1 CASOS DE EMERGÊNCIA DISTOANTES - ÁREA OESTE

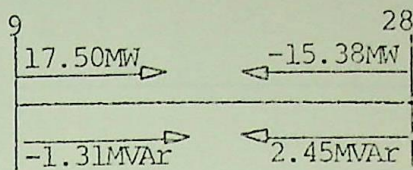
Este apêndice está reservado aos casos de emergência cujos erros denotam a disparidade do estado previsto pelo linearizado contra o de um programa de fluxo de potência (não linear).

O que entende-se como "fluxo de pot. com os ajustes do 1º ou do 2º método" são os resultados dos fluxos de potência em que os taps dos transformadores, as fontes de reativo e as tensões terminais nas barras de geração são as mesmas detetadas pelos métodos linearizados (1º ou 2º).

TENSÕES - PU

ÂNGULO - GRAUS

NÚMERO DA BARRA	TENSÕES (V) / VARIAÇÕES DA TENSÃO (ΔV)						E DO SEU ÂNGULO DE FASE (Δδ) EM RELAÇÃO AO CASO BASE					
	FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES DO CASO BASE			1º MÉTODO			FLUXO DE POTÊNCIA COM OS AJUSTES 1º MÉTODO			2º MÉTODO		
	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ	V	ΔV	Δδ
1	.963	-.034	-2.9	1.000	.003	-1.55	.985	-.012	-2.5	1.000	.003	-1.56
2	.970	-.034	-2.8	.994	-.011	-1.54	.979	-.025	-2.5	.994	-.011	-1.55
3	.906	-.029	-2.5	.954	.019	-1.36	.942	.007	-2.1	.954	.019	-1.37
4	.883	-.071	-16.6	.966	.012	-9.60	.922	-.032	-13.8	.966	.012	-9.65
5	.939	-.061	-16.1	1.000	.000	-9.65	1.000	.000	-13.7	1.000	.000	-9.70
6	.898	-.069	-16.6	.979	.012	-9.61	.936	-.031	-13.8	.979	.012	-9.66
7	.863	-.056	-10.7	.956	.037	-5.97	.929	.010	-8.4	.956	.037	-6.00
8	.869	-.052	-10.2	.956	.035	-5.56	.931	.010	-8.0	.956	.035	-5.60
9	1.035	-.010	1.4	1.048	.003	1.70	1.045	-.002	1.4	1.047	.002	1.69
10	.994	-.008	-.2	1.006	.004	.03	1.001	-.001	-.2	1.006	.004	.03
11	1.014	-.005	-.2	1.020	.001	.04	1.018	-.001	-.1	1.020	.001	.04
12	.960	.000	.0	.960	.000	.00	.960	.000	.0	.960	.000	.00
13	.900	-.037	-8.7	.965	.028	-4.19	.948	.011	-6.5	.965	.028	-4.21
14	.883	-.033	-2.6	.940	.024	-1.51	.927	.011	-2.3	.940	.024	-1.53
15	.830	-.163	-22.0	1.000	.007	-15.22	.912	-.081	-19.8	1.000	.007	-15.29
16	.781	-.147	-21.3	.933	.005	-15.24	.854	-.074	-19.4	.933	.005	-15.31
17	.959	-.030	-1.7	.994	.005	-.90	.982	-.007	-1.5	.994	.005	-.91
18	.965	-.030	-1.7	1.000	.005	-.91	.988	-.007	-1.5	1.000	.005	-.92
19	.906	-.026	-1.5	.946	.014	-.94	.936	.004	-1.4	.946	.014	-.95
20	.986	-.006	-9.8	1.010	.018	-3.84	1.008	.016	-6.6	1.010	.018	-3.86
21	.997	-.005	-9.8	1.020	.018	-3.87	1.018	.016	-6.6	1.020	.018	-3.90
22	.950	.000	-9.7	.950	.000	-3.94	.950	.000	-6.6	.950	.000	-3.97
23	.892	-.031	-2.6	.945	.022	-1.43	.933	.010	-2.3	.945	.022	-1.44



PERDA DO CIRCUITO
COMPREENDIDO ENTRE
AS BARRAS TERMINAIS
DE NÚMERO 9 e 28

GERAÇÃO DA POT. REATIVA (Q_G) / VARIAÇÃO (ΔQ_G) EM RELAÇÃO AO CASO BASE (MVar)								
Nº. DA BARRA	1º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 1º MÉTODO		2º MÉTODO		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO 2º MÉTODO	
	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G
5	3.2	-1.3	5.0	.5	3.2	-1.3	5.0	.5
22	56.1	-5.1	64.2	3.0	56.1	-5.1	64.2	3.0

TAP DOS TRANSF. (TAP) / VARIAÇÃO (Δ TAP) EM REL. AO CASO BASE (PU)					
BARRA DO LADO DO TAP	OUTRA BARRA	1º MÉTODO		2º MÉTODO	
		TAP	Δ TAP	TAP	Δ TAP
3	33	.949	.049	.949	.049
7	6	1.000	.080	1.000	.080
10	9	.960	.000	.960	.000
12	11	.924	.004	.924	.004
16	15	.923	.003	.923	.003
19	34	.930	.010	.930	.010
22	21	.916	-.014	.916	-.014
26	35	.914	.014	.914	.014
28	27	.907	-.023	.907	-.023
31	32	.877	.027	.877	.027

INJEÇÃO ADICIONAL DE POTÊNCIA PARA SIMU LAÇÃO DA SAÍDA DA LINHA PELO 2º MÉTODO		
Nº DA BARRA	POT. ATIVA (MW)	POT. REATIVA (MVar)
9	53.7	-23.3
28	-42.6	-33.7

PERDA DO CIRCUITO COMPREENDIDO ENTRE AS BARRAS
TERMINAIS DE NÚMERO 9 e 28

FONTE DE REATIVO (MVar)		
Nº DA BARRA	1º MÉTODO	2º MÉTODO
1	2.4	2.4
14	9.6	9.6
15	.8	.7
23	1.6	1.6
24	.4	.4
27	4.8	4.8
29	1.2	1.2
31	.5	.5
TOTAL	21.3	21.2

PERDA DO CIRCUITO COMPREENDIDO ENTRE AS
BARRAS TERMINAIS DE NÚMERO 9 e 28

ANEXO 2

ANEXO 2 - TABELA DE CONVERSÃO

A conversão dos dados do Anexo 1 para o Anexo 2 foi feita de acordo com a seguinte fórmula: $Y = X \times 10^{-3}$, onde Y é o valor convertido e X é o valor original. A conversão foi feita para todos os dados do Anexo 1.

:

APÊNDICE C

NÚMERO DA TABELA	VALORES PARA O CASO BASE	
	VALOR ORIGINAL	VALOR CONVERTIDO
1	100	0,1
2	200	0,2
3	300	0,3
4	400	0,4
5	500	0,5
6	600	0,6
7	700	0,7
8	800	0,8
9	900	0,9
10	1.000	1,0
11	1.100	1,1
12	1.200	1,2
13	1.300	1,3
14	1.400	1,4
15	1.500	1,5
16	1.600	1,6
17	1.700	1,7
18	1.800	1,8
19	1.900	1,9
20	2.000	2,0
21	2.100	2,1
22	2.200	2,2
23	2.300	2,3
24	2.400	2,4
25	2.500	2,5
26	2.600	2,6
27	2.700	2,7
28	2.800	2,8
29	2.900	2,9
30	3.000	3,0

APÊNDICE C

C.1 CASO BASE DA EMERGÊNCIA

A emergência consiste na perda do circuito 9-28. O caso base para esta emergência foi obtido lançando mão do reativo locado no apêndice B e do ajuste do tap dos transformadores de tal forma a se obter um perfil razoável para as tensões.

NÚMERO DA BARRA	TENSÕES PARA O CASO BASE DA EMERGÊNCIA	
	MÓDULO (pu)	ÂNGULO (Graus)
1	.981	-23.3
2	.975	-21.9
3	.939	-17.2
4	.988	-37.4
5	1.000	-34.2
6	1.000	-37.0
7	.914	-33.0
8	.917	-32.7
9	1.042	-7.0
10	1.000	-7.0
11	1.017	-5.1
12	.960	.0
13	.940	-31.0
14	.923	-18.7
15	.998	-42.7
16	.931	-40.5
17	.979	-18.1
18	.985	-17.2
19	.934	-14.4
20	1.006	-33.6
21	1.017	-32.7
22	.950	-30.6
23	.929	-18.3
24	.968	-20.4
25	.989	-18.0
26	.957	-11.1

27	.976	-47.4
28	.879	-44.8
29	.961	-36.0
30	.973	-33.7
31	.919	-24.6
32	.969	-34.2
33	.974	-22.1
34	.985	-17.3
35	.988	-18.3

TAP DOS TRANSFORMADORES (pu)		
BARRA DO LADO DO TAP	OUTRA BARRA	TAP
3	33	.949
7	6	.900
10	9	.960
12	11	.924
16	15	.922
19	34	.930
22	21	.915
26	35	.914
28	27	.907
31	32	.877

FONTE DE REATIVO (MVar)	
NÚMERO DA BARRA	M V A r
1	2.4
14	9.6
15	.7
23	1.6
24	.4
27	4.8
29	1.2
31	.5
TOTAL	21.2

C.2 LOCAÇÃO DE REATIVO SOBRE O CASO BASE DA EMERGÊNCIA

Sobre o estado base da emergência é que se procedeu a montagem das matrizes de sensibilidade. Estas matrizes foram utilizadas no processo de otimização em que se procurou minimizar o total de reativo, considerando inclusive os já existentes no caso base da emergência que se necessário poderiam ser reduzidos ou eliminados. O que se verifica pelo reativo alocado é o aumento nas barras onde já havia sido detetado a sua necessidade.

TENSÕES - PU				ÂNGULO - GRAUS		
NÚMERO DA BARRA	TENSÕES (V)/VARIAÇÕES DA TENSÃO (ΔV) E DO SEU ÂNGULO DE FASE ($\Delta \delta$) EM RELAÇÃO AO CASO BASE DA EMERGÊNCIA					
	MÉTODO LIN. SOBRE O CASO BASE DA EMERGÊNCIA			FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO MET.LINEARIZADO		
	V	ΔV	$\Delta \delta$	V	ΔV	$\Delta \delta$
1	1.000	.019	.39	.999	.018	.3
2	.993	.018	.33	.993	.018	.3
3	.956	.017	.16	.955	.016	.1
4	.997	.009	.08	.992	.004	-.3
5	1.000	.000	.59	1.000	.000	.4
6	.999	.000	.59	.995	-.005	.3
7	.950	.036	.70	.948	.034	.5
8	.950	.033	.75	.948	.031	.5
9	1.047	.005	.05	1.005	-.037	.1
10	1.005	.005	.05	1.005	.005	.1
11	1.020	.003	.05	1.020	.003	.0
12	.960	.000	.00	.960	.000	.0
13	.963	.023	.91	.961	.021	.6
14	.941	.018	.18	.940	.017	.1
15	1.000	.002	-.39	.993	-.005	-.7
16	.949	.018	-.35	.943	.012	-.6
17	.994	.015	.18	.992	.013	.1
18	1.000	.015	.15	.998	.013	.1
19	.947	.013	.07	.946	.012	.0
20	1.009	.003	1.52	1.009	.003	1.3

21	1.020	.003	1.52	1.019	.002	1.2
22	.950	.000	1.51	.950	.000	1.2
23	.948	.019	.14	.948	.019	.1
24	.980	.012	.24	.980	.012	.2
25	1.000	.011	.18	.999	.010	.1
26	.966	.009	.05	.966	.009	.1
27	1.000	.024	-.16	.991	.015	-.5
28	.900	.021	-.28	.893	.014	-.6
29	.988	.027	1.10	.986	.025	.9
30	1.000	.027	.97	.998	.025	.8
31	.940	.021	.50	.939	.020	.4
32	.996	.027	.99	.994	.025	.8
33	.992	.018	.34	.992	.018	.3
34	1.000	.015	.16	.998	.013	.1
35	.999	.011	.19	.998	.010	.1

PERDA DO CIRCUITO COMPREENDIDO ENTRE AS BARRAS TERMINAIS
DE NÚMERO 9 e 28

NÚMERO DA BARRA	GERAÇÃO DE POT. REATIVA (Q_G) / VARIAÇÃO (ΔQ_G) EM RELAÇÃO AO CASO BASE DA EMERGÊNCIA (MVar)			
	MÉTODO LINEARIZA- DO SOBRE O CASO BASE DA EMERGÊNCIA		FLUXO DE POT. COM OS AJUSTES DO MÉT. LINEARIZADO	
	Q_G	ΔQ_G	Q_G	ΔQ_G
5	1.1	.1	1.5	.5
22	56.8	-11.2	57.7	-10.3

PERDA DO CIRCUITO COMPREENDIDO ENTRE AS BARRAS TERMINAIS
DE NÚMERO 9 e 28

TAP DOS TRANSFORMADORES (TAP)/VARIAÇÃO (Δ TAP) EM RELAÇÃO AO CASO BASE EMERGÊNCIA (PU)			
BARRA DO LADO DO TAP	OUTRA BARRA	MÉTODO LINEARIZADO SOBRE O CASO BASE DA EMERGÊNCIA	
		TAP	Δ TAP
3	33	.949	.000
7	6	.972	.072
10	9	1.000	.000
12	11	.924	.000
16	15	.959	.037
19	34	.929	-.001
22	21	.916	.001
26	35	.915	.001
28	27	.907	.000
31	32	.877	.000

PERDA DO CIRCUITO COMPREENDIDO ENTRE AS
BARRAS TERMINAIS DE NÚMERO 9 e 28

FONTE DE REATIVO (MVar)			
NÚMERO DA BARRA	MÉTODO LINEARIZADO SOBRE O CASO BASE	MÉTODO LIN.SOBRE O CASO BASE DA EMERGÊNCIA (ADICIONAL)	TOTAL
1	2.4	.0	2.4
4	.0	2.4	2.4
13	.0	2.0	2.0
14	9.6	.0	9.6
15	.8	4.0	4.8
23	1.6	4.4	6.0
24	.4	.1	.5
27	4.8	.0	4.8
29	1.2	.0	1.2
31	.5	.7	1.2
TOTAL	21.3	13.6	34.9

PERDA DO CIRCUITO COMPREENDIDO ENTRE AS BARRAS TERMINAIS
DE NÚMERO 9 e 28

APÊNDICE D

APÊNDICE D

D.1 VARIAÇÃO DE CARREGAMENTO - ÁREA DE CURITIBA

As tabelas se prestam à comparação da linearização proposta no CAPÍTULO I no item I.7 (variações de carregamento) a sistemas semelhantes ao de Curitiba. As linearizações foram feitas sobre o caso base da área de Curitiba (sem a existência de qualquer emergência).

Nestas tabelas são mostradas as potências aparentes previstas pelas equações linearizadas em confronto com as calculadas por um programa de fluxo de potência (não linear) que se utiliza dos ajustes detetados na otimização (tap, potência das fontes de reativo e tensão terminal dos geradores) como vem sendo feito até então. Além disso são mostrados os fluxos (potência ativa e reativa) definidos tanto pelo programa de fluxo como através do estado imposto pelo 2º método de simulação. Nestes, os fluxos são calculados através das expressões corretas para semelhante fim envolvendo os parâmetros dos circuitos e as tensões de barras as quais, no 2º método de simulação, são as estimadas.

IDENTIFICAÇÃO		FLUXO NOS CIRC. C/ ESTADO DO 2º MÉTODO		FLUXO NOS CIRC. C/PROGRAMA DE FLUXO		POTÊNCIA APARENTE (MVA)		
Nº DA BARRA	Nº PARA BARRA					C/PROGR. DE FLUXO POTÊNCIA	LINEARIZADA	
		MW	MVar	MW	MVar		POT.	VARIAÇÃO CASO BASE
2	1	26.4	14.0	26.6	14.3	30.2	30.2	.0
	1	26.4	14.0	26.6	14.3	30.2	30.2	.0
	7	-26.8	-14.7	-26.6	-14.3	30.2	30.2	.0
	7	-26.8	-14.7	-26.6	-14.3	30.2	30.2	.0
4	3	13.8	9.1	14.0	9.3	16.8	16.8	.0
	3	13.8	9.1	14.0	9.3	16.8	16.8	.0
	12	-13.4	-12.1	-12.1	-12.8	17.6	17.9	5.0
	17	-8.2	-2.8	-7.9	-2.8	8.4	8.3	-3.0
	17	-8.2	-2.8	-7.9	-2.8	8.4	8.3	-3.0
5	12	26.7	15.8	26.2	15.3	30.3	30.4	8.4
	12	26.7	15.8	26.2	15.3	30.3	30.4	8.4
	15	25.0	2.8	24.7	2.8	24.8	24.6	-2.5
	15	25.0	2.8	24.7	2.8	24.8	24.6	-2.5
6	5	50.6	23.7	50.9	23.8	56.2	56.4	5.7
	5	50.6	23.7	50.9	23.8	56.2	56.4	5.7
	16	-115.9	50.0	-108.4	53.0	120.7	120.2	71.5
	19	-55.5	-109.6	-53.4	-114.5	126.3	106.5	-25.2
7	10	5.4	-2.8	5.9	-3.0	6.6	4.9	-8.7
	17	-15.8	-2.3	-15.7	-2.3	15.9	16.0	2.9
	17	-15.8	-2.3	-15.7	-2.3	15.9	16.0	2.9
	20	12.7	.0	12.1	.3	12.1	11.6	-7.6
8	7	51.0	29.4	50.5	29.7	58.6	58.2	-12.7
	7	51.0	29.4	50.5	29.7	58.6	58.2	-12.7
10	9	8.3	3.4	8.2	3.5	8.9	8.9	.0
	9	8.3	3.4	8.2	3.5	8.9	8.9	.0
	15	-5.7	-8.2	-6.2	-7.6	9.8	5.1	2.7
	15	-5.7	-8.2	-6.2	-7.6	9.8	5.1	2.7
	20	3.6	4.5	2.1	5.2	5.7	3.0	-7.2

*

*

*

*

*

IDENTIFICAÇÃO		FLUXO NOS CIRC. C/ESTADO DO 2º MÉTODO		FLUXO NOS CIRC. C/ PROGRAMA DE FLUXO		POTÊNCIA APARENTE (MVA)		
Nº DA BARRA	Nº PARA BARRA	MW	MVar	MW	MVar	C/PROGR. DE FLUXO POTÊNCIA	LINEARIZADA	
							POT.	VARIACÃO CASO BASE
2	1	26.3	13.9	26.6	14.2	30.2	30.2	.0
	1	26.3	13.9	26.6	14.2	30.2	30.2	.0
	7	-26.9	-14.6	-26.6	-14.2	30.2	30.2	.0
	7	-26.9	-14.6	-26.6	-14.2	30.2	30.2	.0
4	3	13.8	9.3	14.0	9.3	16.8	16.8	.0
	3	13.8	9.3	14.0	9.3	16.8	16.8	.0
	12	-6.5	-9.1	-5.1	-10.1	11.3	11.1	-1.8
	17	-11.7	-4.3	-11.5	-4.2	12.2	12.2	.9
	17	-11.7	-4.3	-11.5	-4.2	12.2	12.2	.9
5	12	18.2	1.4	17.6	1.1	17.6	16.5	-5.6
	12	18.2	1.4	17.6	1.1	17.6	16.5	-5.6
	15	20.9	16.5	20.9	16.7	26.7	24.4	-2.7
	15	20.9	16.5	20.9	16.7	26.7	24.4	-2.7
6	5	37.8	20.8	38.5	21.3	44.0	43.5	-7.2
	5	37.8	20.8	38.5	21.3	44.0	43.5	-7.2
	16	-	-	-	-	-	-	-
	19	-139.2	-53.9	-137.1	-56.5	148.3	144.1	12.4
7	10	10.4	5.2	11.2	4.8	12.2	11.8	-1.7
	17	-12.9	-14.7	-13.0	-14.7	19.6	15.6	2.5
	17	-12.9	-14.7	-13.0	-14.7	19.6	15.6	2.5
	20	17.0	6.8	16.7	7.0	18.1	17.8	-1.4
8	7	58.4	25.1	58.3	25.7	63.7	62.1	-8.2
	7	58.4	25.1	58.3	25.7	63.7	62.1	-8.2
	22	-113.3	-11.4	-113.0	-10.1	113.5	111.8	26.7
10	9	8.4	3.4	8.2	3.5	8.9	8.9	.0
	9	8.4	3.4	8.2	3.5	8.9	8.9	.0
	15	-1.0	-1.0	-1.4	-.4	1.5	.0	-2.5
	15	-1.0	-1.0	-1.4	-.4	1.5	.0	-2.5
	20	-.7	-2.2	-2.4	-1.3	2.7	2.7	-1.5

IDENTIFICAÇÃO		FLUXO NOS CIRC. C/ESTADO DO 2º MÉTODO		FLUXO NOS CIRC. C/ PROGRAMA DE FLUXO		POTÊNCIA APARENTE (MVA)		
Nº DA BARRA	Nº PARA BARRA	MW	MVar	MW	MVar	C/PROGR. DE FLUXO POTÊNCIA	LINEARIZADA	
							POT.	VARIAÇÃO CASO BASE
2	1	26.3	13.9	26.6	14.2	30.2	30.2	.0
	1	26.3	13.9	26.6	14.2	30.2	30.2	.0
	7	-26.8	-14.6	-26.7	-14.2	30.2	30.2	.0
	7	-26.8	-14.6	-26.7	-14.2	30.2	30.2	.0
4	3	13.8	9.3	14.0	9.3	16.8	16.8	.0
	3	13.8	9.3	14.0	9.3	16.8	16.8	.0
	12	-.6	-7.1	.8	-8.3	8.3	5.8	-7.1
	17	-14.6	-5.3	-14.4	-5.1	15.3	15.4	4.0
	17	-14.6	-5.3	-14.4	-5.1	15.3	15.4	4.0
5	12	14.5	10.9	13.9	10.8	17.6	17.1	-5.0
	12	14.5	10.9	13.9	10.8	17.6	17.1	-5.0
	15	25.6	6.5	25.4	6.7	26.3	26.2	-.9
	15	25.6	6.5	25.4	6.7	26.3	26.2	-.9
6	5	38.9	20.4	39.3	21.0	44.6	44.3	-6.4
	5	38.9	20.4	39.3	21.0	44.6	44.3	-6.4
	16	40.3	30.7	49.8	33.0	59.7	35.8	-84.4
	19	-189.7	-82.4	-188.5	-89.0	208.5	202.8	71.1
7	10	23.0	12.7	23.6	11.7	26.3	25.7	12.1
	17	-4.5	11.9	-4.5	11.3	12.2	2.3	-10.8
	17	-4.5	11.9	-4.5	11.3	12.2	2.3	-10.8
	20	27.9	13.1	27.3	12.9	30.2	29.7	10.5
8	7	79.2	67.3	78.3	67.5	103.4	101.1	30.2
	7	79.2	67.3	78.3	67.5	103.4	101.1	30.2
	22	-191.5	-17.1	-191.5	-16.5	192.2	192.2	107.1
10	9	8.3	3.4	8.2	3.5	8.9	8.9	.0
	9	8.3	3.4	8.2	3.5	8.9	8.9	.0
	15	10.4	5.4	9.9	5.4	11.3	1.9	-4.3
	15	10.4	5.4	9.9	5.4	11.3	1.9	-4.3
	20	-11.3	-8.1	-12.9	-6.8	14.6	14.3	10.1

D.2 VARIAÇÃO DE CARREGAMENTO - ÁREA OESTE

As tabelas se prestam à comparação da linearização proposta no CAPÍTULO I no item I.7 (variações de carregamento) a sistemas semelhantes ao da área Oeste. As linearizações foram feitas sobre o caso base da área oeste (sem a existência de qualquer emergência).

Nestas tabelas são mostradas as potências aparentes previstas pelas equações linearizadas em confronto com as calculadas por um programa de fluxo de potência (não linear) que se utiliza dos ajustes detetados na otimização (tap, potência das fontes de reativo e tensão terminal dos geradores) como vem sendo feito até então. Além disso são mostrados os fluxos (potência ativa e reativa) definidos tanto pelo programa de fluxo como através do estado imposto pelo 2º método de simulação. Nestes, os fluxos são calculados através das expressões corretas para semelhante fim envolvendo os parâmetros dos circuitos e as tensões de barra as quais, no 2º método de simulação, são as estimadas.

IDENTIFICAÇÃO		FLUXO NOS CIRC. C/ESTADO DO 2º MÉTODO		FLUXO NOS CIRC. C/ PROGRAMA DE FLUXO		POTÊNCIA APARENTE (MVA)		
Nº DA BARRA	Nº PARA BARRA	MW	MVar	MW	MVar	C/PROGR. DE FLUXO POTÊNCIA	LINEARIZADA	
							POT.	VARIAÇÃO CASO BASE
1	33	-3.7	-1.0	-3.8	-1.0	3.9	3.9	.0
2	33	-5.7	-1.7	-5.0	-2.5	5.6	5.6	.0
3	10	-55.8	.6	-56.4	.6	56.4	55.8	-7.6
	23	-	-	-	-	-	-	-
	31	47.9	-5.2	47.6	-5.0	47.8	47.6	8.8
	33	8.8	4.3	8.8	4.4	9.8	9.8	.0
4	6	-2.6	-.9	-2.5	-1.0	2.7	2.7	.0
5	6	5.2	3.6	5.3	3.8	6.5	6.4	.0
6	16	.9	8.4	.7	8.5	8.5	8.5	-.5
7	6	-2.2	5.7	-2.1	5.9	6.3	6.3	-.4
	8	1.8	-5.9	2.1	-5.9	6.3	6.3	-.4
8	13	-7.6	-9.2	-7.4	-9.0	11.6	11.7	-.5
9	28	17.6	-1.0	17.7	-.9	17.7	17.7	.1
10	9	8.5	.0	8.8	-.2	8.8	8.8	.0
	9	8.5	.0	8.8	-.2	8.8	8.8	.0
	11	-69.1	-4.3	-69.6	-5.8	69.8	69.4	-1.1
	11	-69.1	-4.3	-69.6	-5.8	69.8	69.4	-1.1
	11	-69.1	-4.3	-69.6	-5.8	69.8	69.4	-1.1
	26	70.0	2.9	70.6	3.0	70.7	69.0	5.3
12	11	137.8	34.1	137.9	34.5	142.1	141.3	-3.3
	11	137.8	34.1	137.9	34.5	142.1	141.3	-3.3
13	21	-3.5	-30.4	-3.2	-31.1	31.2	30.9	-2.2
	31	-18.6	17.9	-18.9	18.6	26.5	26.2	-1.4
14	19	-41.8	8.5	-42.1	8.1	42.9	42.2	6.8
	23	10.5	-3.4	10.3	-3.7	10.9	5.5	-12.9
	31	12.8	-3.3	13.2	-3.3	13.6	13.7	-8.7
16	15	7.2	3.1	7.2	3.1	7.8	7.9	.0
	28	-6.8	5.5	-6.8	5.5	8.7	8.7	-.2

*

IDENTIFICAÇÃO		FLUXO NOS CIRC. C/ESTADO DO 2º MÉTODO		FLUXO NOS CIRC. C/ PROGRAMA DE FLUXO		POTÊNCIA APARENTE (MVA)		
Nº DA BARRA	Nº PARA BARRA					C/PROGR. DE FLUXO POTÊNCIA	LINEARIZADA	
		MW	MVar	MW	MVar		POT.	VARIAÇÃO CASO BASE
1	33	-3.7	1.4	-3.8	1.4	4.0	3.4	-.6
2	33	-5.8	-1.7	-5.0	-2.5	5.6	5.6	.0
3	10	-50.4	.1	-52.0	-2.0	52.0	50.9	-12.6
	23	43.9	-1.6	43.2	.0	43.2	39.6	23.1
	31	-	-	-	-	-	-	-
	33	8.8	1.6	8.8	2.0	9.0	8.8	-1.1
4	6	-2.6	1.3	-2.5	1.1	2.7	2.0	-.7
5	6	5.2	3.6	5.3	4.6	7.0	6.4	.0
6	16	-1.9	8.1	-1.9	8.6	8.8	7.9	-1.1
7	6	-4.9	2.7	-4.7	3.1	5.6	4.8	-2.0
	8	4.8	-3.1	4.7	-3.1	5.6	4.6	-2.2
8	13	-4.7	-3.4	-4.8	-3.0	5.7	5.6	-6.6
9	28	22.3	-3.6	22.8	-3.1	23.0	22.5	4.9
10	9	10.8	-1.3	11.4	-1.1	11.4	11.2	2.4
	9	10.8	-1.3	11.4	-1.1	11.4	11.2	2.4
	11	-69.3	-2.8	-70.6	-6.3	70.9	69.5	-1.1
	11	-69.3	-2.8	-70.6	-6.3	70.9	69.5	-1.1
	11	-69.3	-2.8	-70.6	-6.3	70.9	69.5	-1.1
	26	71.6	2.0	73.1	4.6	73.2	70.7	6.7
12	11	138.1	31.9	139.4	35.6	143.9	140.9	-3.7
	11	138.1	31.9	139.4	35.6	143.9	140.9	-3.7
13	21	-3.7	-26.7	-3.2	-30.1	30.3	27.4	-5.7
	31	-15.3	20.2	-16.2	23.7	28.7	25.6	-2.0
14	19	-43.3	8.2	-44.2	6.0	44.6	43.6	8.2
	23	-33.3	-1.3	-31.8	-2.6	31.9	26.4	19.1
	31	58.2	-2.6	57.4	-2.6	57.5	56.4	34.0
16	15	7.3	-1.7	7.2	-1.6	7.4	6.0	-1.9
	28	-9.5	10.2	-9.5	10.3	14.0	7.0	4.9

IDENTIFICAÇÃO		FLUXO NOS CIRC. C/ESTADO DO 2º MÉTODO		FLUXO NOS CIRC. C/ PROGRAMA DE FLUXO		POTÊNCIA APARENTE (MVA)		
Nº DA BARRA	Nº PARA BARRA					C/PROGR. DE FLUXO POTÊNCIA	LINEARIZADA	
		MW	MVar	MW	MVar		POT.	VARIAÇÃO CASO BASE
1	33	-3.7	1.4	-3.8	1.3	4.0	3.3	-.6
2	33	-5.7	-1.6	-5.0	-2.5	5.6	5.5	-.1
3	10	-96.1	17.9	-97.6	15.4	98.8	94.4	30.9 *
	23	40.4	-8.1	40.2	-7.3	40.8	34.8	18.3 *
	31	48.6	-9.7	48.7	-10.1	49.7	48.7	9.9
	33	8.8	1.8	8.8	2.0	9.0	8.7	-1.1
4	6	-2.6	1.3	-2.5	1.1	2.7	2.0	-.7 *
5	6	5.2	3.6	5.3	4.7	7.1	6.4	.0
6	16	-1.3	7.4	-1.5	7.9	8.0	7.2	-1.8
7	6	-4.3	1.9	-4.2	2.4	4.8	3.8	-3.0
	8	4.2	-2.3	4.2	-2.4	4.8	3.6	-3.2 *
8	13	-5.3	-5.6	-5.3	-5.4	7.6	7.6	-4.6
9	28	21.2	-3.1	21.7	-2.8	21.9	21.3	3.7
10	9	10.3	-1.0	10.8	-1.0	10.8	10.6	1.8
	9	10.3	-1.0	10.8	-1.0	10.8	10.6	1.8
	11	-69.0	-3.1	-71.0	-7.6	71.4	69.1	-1.4
	11	-69.0	-3.1	-71.0	-7.6	71.4	69.1	-1.4
	11	-69.0	-3.1	-71.0	-7.6	71.4	69.1	-1.4
	26	20.7	5.2	23.9	7.6	25.1	22.4	-41.6
12	11	137.6	32.2	140.1	37.9	145.1	140.5	-4.1
	11	137.6	32.2	140.1	37.9	145.1	140.5	-4.1
13	21	-3.8	-25.0	-3.3	-26.6	26.8	26.0	-7.2
	31	-15.8	22.2	-16.6	25.8	30.7	27.4	-.2
14	19	-	-	-	-	-	-	-
	23	-30.2	5.3	-28.9	4.6	29.3	20.2	12.9 *
	31	9.5	-3.0	10.3	-3.7	10.9	10.5	-11.9
16	15	7.3	-1.4	7.2	-1.3	7.3	6.0	-1.8
	28	-8.8	9.2	-8.9	9.4	12.9	12.7	3.8

APÊNDICE E

5.7 VARIAÇÃO DE TEMPERAMENTO - ÁREA DE CURITIBA

As tabelas de variação de temperatura e umidade relativa foram elaboradas para a área de Curitiba, com base nos dados coletados durante o período de 1961 a 1962.

Os dados foram coletados em 10 estações meteorológicas distribuídas na área de Curitiba, com o objetivo de obter uma amostragem representativa da variação de temperatura e umidade relativa.

Os dados foram coletados em 10 estações meteorológicas distribuídas na área de Curitiba, com o objetivo de obter uma amostragem representativa da variação de temperatura e umidade relativa.

Os dados foram coletados em 10 estações meteorológicas distribuídas na área de Curitiba, com o objetivo de obter uma amostragem representativa da variação de temperatura e umidade relativa.

Os dados foram coletados em 10 estações meteorológicas distribuídas na área de Curitiba, com o objetivo de obter uma amostragem representativa da variação de temperatura e umidade relativa.

Os dados foram coletados em 10 estações meteorológicas distribuídas na área de Curitiba, com o objetivo de obter uma amostragem representativa da variação de temperatura e umidade relativa.

Os dados foram coletados em 10 estações meteorológicas distribuídas na área de Curitiba, com o objetivo de obter uma amostragem representativa da variação de temperatura e umidade relativa.

Os dados foram coletados em 10 estações meteorológicas distribuídas na área de Curitiba, com o objetivo de obter uma amostragem representativa da variação de temperatura e umidade relativa.

Os dados foram coletados em 10 estações meteorológicas distribuídas na área de Curitiba, com o objetivo de obter uma amostragem representativa da variação de temperatura e umidade relativa.

Os dados foram coletados em 10 estações meteorológicas distribuídas na área de Curitiba, com o objetivo de obter uma amostragem representativa da variação de temperatura e umidade relativa.

Os dados foram coletados em 10 estações meteorológicas distribuídas na área de Curitiba, com o objetivo de obter uma amostragem representativa da variação de temperatura e umidade relativa.

Os dados foram coletados em 10 estações meteorológicas distribuídas na área de Curitiba, com o objetivo de obter uma amostragem representativa da variação de temperatura e umidade relativa.

APÊNDICE E

E.1 VARIAÇÃO DE CARREGAMENTO - ÁREA DE CURITIBA

As tabelas se prestam à comparação da linearização proposta no CAPÍTULO I no item I.7, só que aplicada ao estado que surge logo após a fase 1-B do 2º método de simulação de perda de circuito.

Evidentemente as matrizes para o Simplex são formadas com linearizações aplicadas ao caso base da área de Curitiba.

Nestas tabelas são mostradas as potências aparentes previstas pelas equações linearizadas em confronto com as calculadas por um programa de fluxo de potência (não linear) que se utiliza dos ajustes detetados na otimização (tap, potência das fontes de reativo e tensão terminal dos geradores), como vem sendo feito até então. São mostrados também os fluxos (potência ativa e reativa) definidos tanto pelo programa de fluxo como através do estado imposto pelo 2º método de simulação. Nestes, os fluxos são calculados através das expressões corretas para semelhante fim envolvendo os parâmetros dos circuitos e as tensões de barra as quais, no 2º método de simulação, são as estimadas. Além do que, as tabelas exibem as variações das potências aparentes previstas pela linearização, tanto em relação às do caso base como às que são calculadas ao cabo da fase 1-B.

Quando se compara os fluxos deste apêndice com os do D para uma mesma emergência, algumas diferenças são percebidas facilmente.

As razões são as seguintes:

- . Há várias soluções ótimas
- . A montagem dos casos para o processamento se deu de forma distinta à do apêndice D. Em consequência a solução pode ser outra.

IDENTIFICAÇÃO		FLUXO NOS CIRC. C/ESTADO DO 2º MÉTODO		FLUXO NOS CIRC. C/PROGRAMA DE FLUXO		POTÊNCIA APARENTE (MVA)			
Nº DA BARRA	Nº PARA BARRA	MW	MVar	MW	MVar	C/PROG. DE FLUXO POTÊNCIA	LINERIZADA		
							POTEN.	VARIAÇ. CAS. BASE	VAR. APÓS FASE I-B
2	1	26.4	13.9	26.6	14.2	30.2	29.3	-.9	1.9
	1	26.4	13.9	26.6	14.2	30.2	29.3	-.9	1.9
	7	-26.9	-14.6	-26.6	-14.2	30.2	30.0	-.2	1.9
	7	-26.9	-14.6	-26.6	-14.2	30.2	30.0	-.2	1.9
4	3	13.8	9.2	14.0	9.3	16.8	15.5	-1.3	1.4
	3	13.8	9.2	14.0	9.3	16.8	15.5	-1.3	1.4
	12	-13.0	-10.5	-11.6	-11.1	16.1	16.6	3.7	.0
	17	-8.4	-3.6	-8.2	-3.7	9.0	7.3	-4.1	-1.1
	17	-8.4	-3.6	-8.2	-3.7	9.0	7.3	-4.1	-1.1
5	12	26.6	14.9	26.0	14.5	29.8	30.2	8.2	1.1
	12	26.6	14.9	26.0	14.5	29.8	30.2	8.2	1.1
	15	24.6	1.5	24.4	1.5	24.4	24.4	-2.7	-.1
	15	24.6	1.5	24.4	1.5	24.4	24.4	-2.7	-.1
6	5	50.0	21.3	50.3	21.3	54.6	53.7	3.0	1.9
	5	50.0	21.3	50.3	21.3	54.6	53.7	3.0	1.9
	16	-116.5	54.2	-108.9	57.2	123.0	121.2	72.5	3.2
	19	-53.6	-108.9	-51.8	-113.8	125.0	120.6	-11.5	22.0
7	10	6.0	.3	6.5	.1	6.5	4.2	-9.4	-3.0
	17	-14.9	2.3	-14.9	2.3	15.1	15.1	2.0	-.5
	17	-14.9	2.3	-14.9	2.3	15.1	15.1	2.0	-.5
	20	13.2	2.5	12.7	2.8	13.0	11.8	-7.4	-1.6
8	7	52.3	37.4	51.9	37.9	64.3	63.2	-7.7	6.4
	7	52.3	37.4	51.9	37.9	64.3	63.2	-7.7	6.4
10	9	8.3	3.4	8.2	3.5	8.9	8.7	-.2	.3
	9	8.3	3.4	8.2	3.5	8.9	8.7	-.2	.3
	15	-5.1	-5.4	-5.7	-4.9	7.5	7.4	5.0	-1.3
	15	-5.1	-5.4	-5.7	-4.9	7.5	7.4	5.0	-1.3
	20	3.1	1.9	1.6	2.8	3.2	3.4	-.8	-2.0

IDENTIFICAÇÃO		FLUXO NOS CIRC. C/ESTADO DO 2º MÉTODO		FLUXO NOS CIRC. C/PROGRAMA DE FLUXO		POTÊNCIA APARENTE (MVA)			
Nº DA BARRA	Nº PARA BARRA	MW	MVar	MW	MVar	C/PROG. DE FLUXO POTÊNCIA	LINERIZADA		
							POTÊN.	VARIAÇ. CAS. FASE	VAR. APÓS FASE J-B
2	1	26.3	13.9	26.7	14.2	30.2	29.1	-1.1	1.8
	1	26.3	13.9	26.7	14.2	30.2	29.1	-1.1	1.8
	7	-26.8	-14.6	26.7	-14.2	30.2	29.9	-.3	1.9
	7	-26.8	-14.6	-26.7	-14.2	30.2	29.9	-.3	1.9
4	3	13.8	9.3	14.0	9.3	16.8	15.4	-1.4	1.3
	3	13.8	9.3	14.0	9.3	16.8	15.4	-1.4	1.3
	12	-5.5	-5.6	-4.0	-6.6	7.7	7.8	-5.1	-.8
	17	-12.2	-6.1	-12.0	-6.0	13.4	12.1	.8	.4
	17	-12.2	-6.1	-12.0	-6.0	13.4	12.1	.8	.4
	17	-12.2	-6.1	-12.0	-6.0	13.4	12.1	.8	.4
5	12	18.4	2.5	17.8	2.2	17.9	18.5	-3.6	-2.1
	12	18.4	2.5	17.8	2.2	17.9	18.5	-3.6	-2.1
	15	19.8	13.4	19.9	13.6	24.1	23.6	-3.5	-3.7
	15	19.8	13.4	19.9	13.6	24.1	23.6	-3.5	-3.7
6	5	36.9	18.4	37.7	18.9	42.2	41.1	-9.6	-.1
	5	36.9	18.4	37.7	18.9	42.2	41.1	-9.6	-.1
	16	-	-	-	-	-	-	-	-
	19	-137.7	-49.2	-135.3	-51.9	145.0	146.0	14.3	-.9
7	10	11.9	11.9	12.8	11.5	17.2	16.2	2.6	3.3
	17	-10.1	-2.6	-10.3	-2.5	10.6	9.0	-4.1	-4.1
	17	-10.1	-2.6	-10.3	-2.5	10.6	9.0	-4.1	-4.1
	20	18.4	12.4	18.1	12.6	22.0	21.2	2.0	2.6
8	7	62.5	45.9	62.5	46.5	77.9	77.2	6.3	4.1
	7	62.5	45.9	62.5	46.5	77.9	77.2	6.3	4.1
	22	-114.1	-22.8	-113.9	-21.3	115.9	116.3	31.2	1.5
10	9	8.3	3.4	8.2	3.5	8.9	8.7	-.2	.3
	9	8.3	3.4	8.2	3.5	8.9	8.7	-.2	.3
	15	.5	5.1	.0	5.6	5.6	5.1	2.7	1.5
	15	.5	5.1	.0	5.6	5.6	5.1	2.7	1.5
	20	-2.0	-7.8	-3.8	-6.9	7.9	8.1	3.9	2.5

IDENTIFICAÇÃO		FLUXO NOS CIRC. C/ESTADO DO 2º MÉTODO		FLUXO NOS CIRC. C/PROGRAMA DE FLUXO		POTÊNCIA APARENTE (MVA)			
Nº DA BARRA	Nº PARA BARRA	MW	MVar	MW	MVar	C/PROG. DE FLUXO POTÊNCIA	LINERIZADA		
							POTÊN.	VARIAÇ. CAS. BASE	VAR. APÓS FASE 1-B
2	1	26.3	13.9	26.7	14.2	30.2	29.1	-1.1	1.9
	1	26.3	13.9	26.7	14.2	30.2	29.1	-1.1	1.9
	7	-26.8	-14.6	-26.6	-14.2	30.1	29.9	-.3	1.9
	7	-26.8	-14.6	-26.6	-14.2	30.1	29.9	-.3	1.9
4	3	13.8	9.3	14.0	9.3	16.8	15.5	-1.3	1.4
	3	13.8	9.3	14.0	9.3	16.8	15.5	-1.3	1.4
	12	-1.0	-8.3	.5	-9.5	9.5	8.4	-4.5	2.3
	17	-14.5	-4.7	-14.3	-4.5	15.0	14.3	2.9	-.1
	17	-14.5	-4.7	-14.3	-4.5	15.0	14.3	2.9	-.1
5	12	15.2	13.6	14.6	13.5	20.0	20.0	-2.1	2.7
	12	15.2	13.6	14.6	13.5	20.0	20.0	-2.1	2.7
	15	24.3	-.6	24.2	-.2	24.2	24.2	-2.9	-.4
	15	24.3	-.6	24.2	-.2	24.2	24.2	-2.9	-.4
6	5	38.3	15.8	38.8	16.6	42.2	40.8	-10.0	1.4
	5	38.3	15.8	38.8	16.6	42.2	40.8	-10.0	1.4
	16	43.6	57.7	53.5	59.5	80.1	71.6	23.0	8.3
	19	-192.6	-100.1	-191.3	-106.6	219.0	215.4	83.7	8.4
7	10	22.1	7.8	22.8	6.9	23.8	22.8	9.2	.8
	17	-3.8	14.2	-3.9	13.6	14.1	14.7	1.6	2.3
	17	-3.8	14.2	-3.9	13.6	14.1	14.7	1.6	2.3
	20	27.1	8.9	26.6	8.8	28.0	27.7	8.5	.7
8	7	78.9	64.4	78.2	64.8	101.5	100.8	29.9	10.2
	7	78.9	64.4	78.2	64.8	101.5	100.8	29.9	10.2
	22	-190.3	-6.7	-191.5	-5.7	191.6	190.4	105.3	-2.3
10	9	8.3	3.4	8.2	3.5	8.9	8.6	-.3	.2
	9	8.3	3.4	8.2	3.5	8.9	8.6	-.3	.2
	15	9.6	1.1	9.2	1.1	9.3	9.6	7.2	.1
	15	9.6	1.1	9.2	1.1	9.3	9.6	7.2	.1
	20	-10.5	-4.1	-12.2	-2.8	12.5	11.1	6.9	.5

E.2 VARIAÇÃO DE CARREGAMENTO - ÁREA OESTE

As tabelas se prestam à comparação da linearização proposta no CAPÍTULO I no item I.7, só que aplicada ao estado que surge logo após a fase 1-B do 2º método de simulação de perda de circuito. Evidentemente as matrizes para o Simplex são formadas com linearizações aplicadas ao caso base da área Oeste.

Nestas tabelas são mostradas as potências aparentes previstas pelas equações linearizadas em confronto com as calculadas por um programa de fluxo de potência (não linear) que se utilize dos ajustes detetados na otimização (tap, potência das fontes de reativo e tensão terminal dos geradores), como vem sendo feito até então. São mostrados também os fluxos (potência ativa e reativa) definidos tanto pelo programa de fluxo como através do estado imposto pelo 2º método de simulação. Nestes, os fluxos são calculados através das expressões corretas para semelhante fim envolvendo os parâmetros dos circuitos e as tensões de barra as quais, no 2º método de simulação, são as estimadas. Além do que, as tabelas exibem as variações das potências aparentes previstas pela linearização, tanto em relação às do caso base como às que são calculadas ao cabo da fase 1-B.

IDENTIFICAÇÃO		FLUXO NOS CIRC. C/ESTADO DO 2º MÉTODO		FLUXO NOS CIRC. C/PROGRAMA DE FLUXO		POTÊNCIA APARENTE (MVA)			
Nº DA BARRA	Nº PARA BARRA					C/PROG. DE FLUXO POTÊNCIA	LINERIZADA		
		MW	MVar	MW	MVar		POTÊN.	VARIAÇ. CAS. BASE	VAR. APÓS FASE I-B
1	33	-3.7	-1.0	-3.8	-1.0	3.9	3.9	.0	.0
2	33	-5.7	-1.7	-5.0	-2.5	5.6	5.6	.0	.0
3	10	-55.8	.6	-56.4	.6	56.4	55.8	-7.6	-1.1
	23	-	-	-	-	-	-	-	-
	31	47.9	-5.2	47.6	-5.0	47.8	48.0	9.2	-1.3
	33	8.8	4.3	8.8	4.4	9.8	9.8	.0	.0
4	6	-2.6	-.9	-2.5	-1.0	2.7	1.7	-1.0	-1.2
5	6	5.2	3.6	5.3	3.8	6.5	4.1	-2.1	-1.4
6	16	.9	8.4	.7	8.5	8.5	8.4	-.6	-3.2
7	6	-2.2	5.7	-2.1	5.9	6.3	5.4	-1.3	-5.8
	8	1.8	-5.9	2.1	-5.9	6.3	6.1	-.6	-5.8
8	13	-7.6	-9.2	-7.4	-9.0	11.6	11.7	-.5	-2.4
9	28	17.6	-1.0	17.7	-.9	17.7	17.4	-.2	1.1
10	9	8.5	.0	8.8	-.2	8.8	8.4	-.4	1.1
	9	8.5	.0	8.8	-.2	8.8	8.4	-.4	1.1
	11	-69.1	-4.3	-69.6	-5.8	69.8	69.6	-.9	-.2
	11	-69.1	-4.3	-69.6	-5.8	69.8	69.6	-.9	-.2
	11	-69.1	-4.3	-69.6	-5.8	69.8	69.6	-.9	-.2
	26	70.0	2.9	70.6	3.0	70.7	70.5	6.8	-.9
12	11	137.8	34.1	137.9	34.5	142.1	141.3	-3.3	1.9
	11	137.8	34.1	137.9	34.5	142.1	141.3	-3.3	1.9
13	21	-3.5	-30.4	-3.2	-31.1	31.2	30.9	-2.2	3.9
	31	-18.6	17.9	-18.9	18.6	26.5	26.0	-1.6	-3.4
14	19	-41.8	8.5	-42.1	8.1	42.9	43.2	7.8	-1.0
	23	10.5	-3.4	10.3	-3.7	10.9	11.0	-7.4	.0
	31	12.8	-3.3	13.2	-3.3	13.6	13.1	-9.2	-1.1
16	15	7.2	3.1	7.2	3.1	7.8	7.9	.0	.0
	28	-6.8	5.5	-6.8	5.5	8.7	8.3	-.7	-1.3

[illegible]

PERDA DO CIRCUITO COMPREENDIDO ENTRE
AS BARRAS TERMINAIS DE NÚMERO 3 e 23
ÁREA OESTE

IDENTIFICAÇÃO		FLUXO NOS CIRC. C/ESTADO DO 2º MÉTODO		FLUXO NOS CIRC. C/PROGRAMA DE FLUXO		POTÊNCIA APARENTE (MVA)			
Nº DA BARRA	Nº PARA BARRA					C/PROG. DE FLUXO POTÊNCIA	LINERIZADA		
		MW	MVar	MW	MVar		POTEN.	VARIAÇ. CAS. BASE	VAR. APÓS FASE I-B
1	33	-3.7	1.4	-3.8	1.4	4.0	3.3	-.7	-.6
2	33	-5.8	-1.7	-5.0	-2.5	5.6	5.6	.0	.0
3	10	-50.4	.1	-52.0	-2.0	52.0	50.4	-13.1	-.6
	23	43.9	-1.6	43.2	.0	43.2	43.9	27.4	-.6
	31	-	-	-	-	-	-	-	-
	33	8.8	1.6	8.8	2.0	9.0	8.6	-1.3	-1.2
4	6	-2.6	1.3	-2.5	1.1	2.7	2.8	.1	.0
5	6	5.2	3.6	5.3	4.6	7.0	6.3	-.1	.6
6	16	-1.9	8.1	-1.9	8.6	8.8	8.2	-.8	-4.8
7	6	-4.9	2.7	-4.7	3.1	5.6	4.1	-2.7	-6.6
	8	4.8	-3.1	4.7	-3.1	5.6	4.8	-2.0	-6.3
8	13	-4.7	-3.4	-4.8	-3.0	5.7	5.3	-6.9	-5.7
9	28	22.3	-3.6	22.8	-3.1	23.0	22.6	5.0	1.2
10	9	10.8	-1.3	11.4	-1.1	11.4	10.9	2.1	1.2
	9	10.8	-1.3	11.4	-1.1	11.4	10.9	2.1	1.2
	11	-69.3	-2.8	-70.6	-6.3	70.9	69.7	-.9	-.2
	11	-69.3	-2.8	-70.6	-6.3	70.9	69.7	-.9	-.2
	11	-69.3	-2.8	-70.6	-6.3	70.9	69.7	-.9	-.2
	26	71.6	2.0	73.1	4.6	73.2	72.1	8.1	-1.0
12	11	138.1	31.9	139.4	35.6	143.9	141.2	-3.4	1.5
	11	138.1	31.9	139.4	35.6	143.9	141.2	-3.4	1.5
13	21	-3.7	-26.7	-3.2	-30.1	30.3	27.2	-5.9	1.5
	31	-15.3	20.2	-16.2	23.7	28.7	25.6	-2.0	-1.8
14	19	-43.3	8.2	-44.2	6.0	44.6	44.5	9.1	-.8
	23	-33.3	-1.3	-31.8	-2.6	31.9	33.2	25.9	-.6
	31	58.2	-2.6	57.4	-2.6	57.5	58.2	35.8	-1.6
16	15	7.3	-1.7	7.2	-1.6	7.4	6.1	-1.8	-1.8
	28	-9.5	10.2	-9.5	10.3	14.0	13.9	11.8	1.0

[illegible]

PERDA DO CIRCUITO COMPREENDIDO ENTRE
AS BARRAS TERMINAIS DE NÚMERO 3 e 31
ÁREA OESTE

IDENTIFICAÇÃO		FLUXO NOS CIRC. C/ESTADO DO 2º MÉTODO		FLUXO NOS CIRC. C/PROGRAMA DE FLUXO		POTÊNCIA APARENTE (MVA)			
Nº DA BARRA	Nº PARA BARRA					C/PROG. DE FLUXO POTÊNCIA	LINERIZADA		
		MW	MVar	MW	MVar		POTÊN.	VARIAÇ. CAS. BASE	VAR. APÓS FASE I-B
1	33	-3.7	1.4	-3.8	1.3	4.0	4.0	.1	.0
2	33	-5.7	-1.6	-5.0	-2.5	5.6	5.5	-.1	.0
3	10	-96.1	17.9	-97.6	15.4	98.8	97.8	34.3	-1.6
	23	40.4	-8.1	40.2	-7.3	40.8	41.3	24.8	-.5
	31	48.6	-9.7	48.7	-10.1	49.7	49.4	10.6	-1.1
	33	8.8	1.8	8.8	2.0	9.0	9.0	-.8	.0
4	6	-2.6	1.3	-2.5	1.1	2.7	2.8	.1	.0
5	6	5.2	3.6	5.3	4.7	7.1	6.3	-.1	.6
6	16	-1.3	7.4	-1.5	7.9	8.0	7.4	-1.6	-4.7
7	6	-4.3	1.9	-4.2	2.4	4.8	3.0	-3.8	-6.3
	8	4.2	-2.3	4.2	-2.4	4.8	3.6	-3.2	-6.1
8	13	-5.3	-5.6	-5.3	-5.4	7.6	7.5	-4.7	-2.9
9	28	21.2	-3.1	21.7	-2.8	21.9	21.4	3.8	1.2
10	9	10.3	-1.0	10.8	-1.0	10.8	10.3	1.5	.6
	9	10.3	-1.0	10.8	-1.0	10.8	10.3	1.5	.6
	11	-69.0	-3.1	-71.0	-7.6	71.4	69.4	-1.1	-.2
	11	-69.0	-3.1	-71.0	-7.6	71.4	69.4	-1.1	-.2
	11	-69.0	-3.1	-71.0	-7.6	71.4	69.4	-1.1	-.2
	26	20.7	5.2	23.9	7.6	25.1	21.7	-42.3	.2
12	11	137.6	32.2	140.1	37.9	145.1	140.7	-3.9	3.0
	11	137.6	32.2	140.1	37.9	145.1	140.7	-3.9	3.0
13	21	-3.8	-25.0	-3.3	-26.6	26.8	25.6	-7.6	-.3
	31	-15.8	22.2	-16.6	25.8	30.7	27.6	.0	-1.3
14	19	-	-	-	-	-	-	-	-
	23	-30.2	5.3	-28.9	4.6	29.3	30.6	23.3	-.5
	31	9.5	-3.0	10.3	-3.7	10.9	9.8	-12.6	-.5
16	15	7.3	-1.4	7.2	-1.3	7.3	6.2	-1.6	-1.7
	28	-8.8	9.2	-8.9	9.4	12.9	12.7	3.7	.9

APÊNDICE F

Orçamentos aproximados dos bancos padrões COPEL são postos a seguir. A base de preço foi a de fevereiro de 1981.

F.1 BANCO DE CAPACITOR DE 1.2 MVar , -13.8KV

ESPECIFICAÇÃO	QTDE	PREÇO (Cr\$)	
		UNITÁRIO	TOTAL
1- <u>Equipamentos</u>			
Capacitor 100KVar, 7960V	12	18 270,00	219 240,00
Porta fusível tipo expulsão	12	1 115,00	13 380,00
Chaves fusível 15KV, 200A, 15KA	03	14 000,00	42 000,00
Chave a óleo 14.4KV, 400A	01	325 847,00	325 847,00
Transformador de corrente 15KV, 10-20/5A	01	39 600,00	39 600,00
Chave de aterramento tetrapolar 15KV, 400A	01	66 000,00	66 000,00
Relé de sobrecorrente	01	15 000,00	15 000,00
2- <u>Materiais para painel</u>	-		15 000,00
3- <u>Cabos</u>	-		23 000,00
4- <u>Estrutura e Barramentos</u>	-		405 000,00
5- <u>Diversos</u>	-		30 000,00
6- <u>Mão de obra e Obras civis</u>	-		500 000,00
7- <u>Sub-Total</u>			1 694 067,00
8- <u>Custos Indiretos (10%)</u>			169 406,00
9- <u>TOTAL</u>			1 863 473,00

F.2 BANCO DE CAPACITOR DE 2.4 MVar - 13.8KV

ESPECIFICAÇÃO	QTDE	PREÇO (Cr\$)	
		UNITÁRIO	TOTAL
1- <u>Equipamentos</u>			
Capacitor 100KVar, 7960V	24	18 270,00	438 480,00
Porta fusível tipo expulsão	24	1 115,00	26 760,00
Chave fusível 15KV, 200A, 15KA	03	14 000,00	42 000,00
Chave a óleo 14.4KV, 400A	01	325 847,00	325 847,00
Transformador de corrente 15KV, 10-20/5A	01	39 600,00	39 600,00
Chave de aterramento tetrapolar 15KV, 400A	01	66 000,00	66 000,00
Relê de sobrecorrente	01	15 000,00	15 000,00
2- <u>Materiais para painel</u>	-		15 000,00
3- <u>Cabos</u>	-		23 000,00
4- <u>Estrutura e Barramentos</u>	-		405 000,00
5- <u>Diversos</u>	-		30 000,00
6- <u>Mão de obra e Obras civis</u>	-		580 000,00
7- <u>Sub-Total</u>			2 006 687,00
8- <u>Custos indiretos (10%)</u>			200 668,00
9- <u>TOTAL</u>			2 207 355,00

F.3 BANCO DE CAPACITOR DE 4.8 MVar -13.8KV

ESPECIFICAÇÃO	QTDE	PREÇO (Cr\$)	
		UNITÁRIO	TOTAL
1- <u>Equipamentos</u>			
Capacitor 200KVar, 7960V	24	31 994,00	767 856,00
Porta fusível tipo expulsão	24	1 171,00	28 104,00
Chave a óleo 14.4KV, 400A	01	325 847,00	325 847,00
Transformador de corrente 15KV, 10-20/5A	01	39 600,00	39 600,00
Chave de aterramento tetrapolar 15KV, 400A	01	66 000,00	66 000,00
Relê de sobrecorrente	01	15 000,00	15 000,00
2- <u>Materiais para painel</u>	-		15 000,00
3- <u>Cabos</u>	-		23 000,00
4- <u>Estrutura e Barramentos</u>	-		405 000,00
5- <u>Diversos</u>	-		30 000,00
6- <u>Mão de obra e Obras civis</u>	-		740 000,00
7- <u>Sub- total</u>			2 455 407,00
8- <u>Custos Indiretos (10%)</u>			245 540,00
9- <u>TOTAL</u>			2 700 947,00

REFERÊNCIAS

1. W.F. TINNEY - Compensation methods for network solutions by optimally ordered triangular factorization - IEEE transactions - PAS - 91- Jan/Feb-1972 - pag 123-127
2. RAMOS, ALVARO J.P. - Análise de sensibilidade em sistemas de energia elétrica: Aplicação na otimização de fontes de reativo - Tese de mestrado - Escola Federal de Engenharia de Itajubá - 1975
3. HISHORE, A & HILL, E.F. - Static Optimization of Reactive Power Sources by use of sensitivity parameters - IEEE TRANSACTIONS - PAS-90-Jan/Feb - 1971- pag. 1166-1173
4. BICHELS, ARLEI & OLIVEIRA, NATANIEL G. - Optimun capacitor allocation through linear programming - International Congress on Mathematical Programming - 1981



DATA	07, 03, 1986
TRCO	PPG
PRE	-
LIV.	Veix
NES	Loaga

621.316.728:621.3.05(043.2)
048m T.446

EFEI / Biblioteca Mauá

OLIVEIRA, Nataniel Gomes de

Minimização do investimento em
fontes de reativo

Data adada	Nº. Registro	Data Dev

EFEI

BIBLIOTECA MAUÁ

Esta publicação deverá ser devol-
vida dentro do prazo estipulado.

O leitor é responsável pela publica-
ção em seu poder.

EFEI - BIBLIOTECA MAUÁ
8200446



NÃO DANIFIQUE ESTA ETIQUETA