



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DESPACHO DE GERAÇÃO EM TEMPO REAL DOS
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

TESE SUBMETIDA À UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA

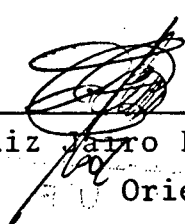
GERALDO CAIXETA GUIMARÃES

FLORIANÓPOLIS, AGOSTO 1984

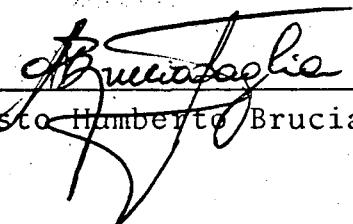
DESPACHO DE GERAÇÃO EM TEMPO REAL DOS
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Geraldo Caixeta Guimarães

ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA PARA OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE
EM ENGENHARIA - ESPECIALIDADE ENGENHARIA ELÉTRICA E APROVADA EM
SUA FORMA FINAL PELO CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO.

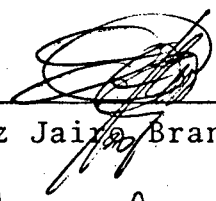


Prof. Luiz Jairo Branco Machado, Dr. Ing.
Orientador

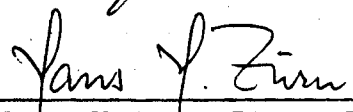


Prof. Augusto Humberto Bruciapaglia, Dr. Ing.

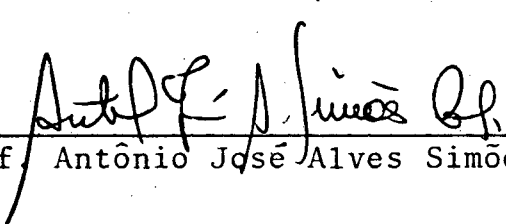
APRESENTADA PERANTE A BANCA EXAMINADORA COMPOSTA DOS PROFESSORES



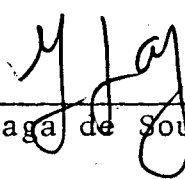
Prof. Luiz Jairo Branco Machado, Dr. Ing.



Prof. Hans Helmut Zörn, Ph.D.



Prof. Antônio José Alves Simões Costa, Ph.D.



Prof. Luiz Gonzaga de Souza Fonseca, D.Sc.

À minha esposa Isabel e
meu filho Pedro Neto

Aos meus pais e irmãos

Aos meus sogros e cunhados

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Luiz Jairo Branco Machado pela amizade e inestimável ajuda prestada na orientação deste trabalho.

À todos os professores e colegas da Pós-Graduação que de uma ou de outra forma, contribuíram para a realização deste trabalho e especialmente aos seguintes colegas:

- Júlio César Portela Silveira
- José Roberto Camacho
- Sebastião Camargo Guimarães Júnior
- Américo Scotti

À Isabel, minha querida esposa, pelo carinho e segurança transmitidos durante a execução deste trabalho.

À Cláudia de Oliveira pela datilografia e Douglas Andreani Júnior pelos desenhos.

À Universidade Federal de Santa Catarina pelo apoio técnico e à Universidade Federal de Uberlândia e CAPES pelo apoio financeiro.

Agradeço ao Criador do Universo pela certeza da concretização deste trabalho.

RESUMO

Este trabalho trata do problema do Despacho de Geração em Tempo Real (DGTR) dos sistemas de potência, considerando os limites de geração (segundo as taxas de tomada e de perda de carga de cada unidade), a existência de cargas interruptíveis e os limites de transmissão, incluindo as restrições de segurança.

O DGTR é formulado como um problema de otimização transformado por linearização num problema de programação linear onde tanto a função objetiva como as restrições variam de modo a adaptar a duas situações diferentes, dependendo dos resultados da Análise de Segurança.

A primeira situação ocorre quando nenhuma contingência, detectada pela Análise de Segurança, provoca sobrecargas potenciais na rede. Neste caso, o estado de operação do sistema é seguro e o DGTR executa o Despacho Econômico (DE).

A segunda situação ocorre quando alguma contingência, detectada pela Análise de Segurança, provoca sobrecargas potenciais na rede. Neste caso é executado o Despacho de Segurança (DS) devido o sistema se encontrar em estado de operação inseguro.

O problema de despacho é resolvido por um algoritmo simples e um sistema exemplo é utilizado para testar o programa desenvolvido.

É analisado a possibilidade de implementação prática do DGTR e algumas conclusões são apresentadas ao final.

ABSTRACT

This work is concerned with the Real Time Generation Dispatch (DGTR) problem of power systems taking into account the machine limitations (pickup and load drop capabilities of each unit), the existence of interruptible loads and the transmission limitations, including security constraints.

The DGTR is formulated as an optimization problem which by a linearization procedure is transformed into a constrained linear programming problem. The objective function and the set of constraints are variant so as to cope with two different situations depending on the results of the Security Analysis.

The first situation occurs when no contingency, detected by the Security Analysis, give rise to network potential overloads. In this case, the operating state of the system is secure and the DGTR performs an Economic Dispatch (DE).

The second situation occurs when some contingency, detected by the Security Analysis, give rise to network potential overloads. In this case a Security Dispatch (DS) is performed because the system is in insecure operating state.

The dispatch problem is solved by a simplex algorithm and an example system is used to test the DGTR program.

Finally, the practical implementation of the DGTR is analysed and some concluding remarks are presented.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

1.1 - Considerações Gerais.....	1
1.2 - Pequeno histórico do despacho.....	1
1.3 - Contribuição deste trabalho.....	3
1.4 - Organização deste trabalho.....	4

CAPÍTULO 2 - O PROBLEMA DO DESPACHO DE GERAÇÃO EM TEMPO REAL DOS SISTEMAS ELETRICOS DE POTÊNCIA

2.1 - Introdução.....	6
2.2 - Perturbação e contingência.....	8
2.3 - Contingências previstas e sobrecargas potenciais....	9
2.4 - Restrições impostas a um sistema de potência.....	10
2.5 - Estados de operação de um sistema.....	11
2.6 - Controle preventivo e controle corretivo.....	15
2.7 - O conceito de segurança em regime permanente.....	19
2.8 - A Monitoração da Segurança.....	21
2.9 - Sobrecargas reais.....	22
2.10 - Carga interruptível e alívio de carga.....	23
2.11 - A Análise de Segurança.....	24
2.12 - O Despacho de Geração em Tempo Real - DGTR.....	26
2.13 - Situação do DGTR segundo escalas de tempo e nível de	

atuação.....	27
2.14 - Conclusões.....	28

CAPÍTULO 3 - FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO DGTR

3.1 - Introdução.....	31
3.2 - Formulação matemática de um problema de otimização..	31
3.3 - Conjunto pleno x conjunto reduzido de variáveis.....	32
3.4 - Formulação matemática do DS.....	34
3.4.1 - As restrições de segurança do DS.....	35
3.4.2 - Outras restrições do DS.....	38
3.5 - Formulação matemática do DE.....	44
3.6 - Conclusões.....	47

CAPÍTULO 4 - DESCRIÇÃO DO PROGRAMA DE DGTR

4.1 - Introdução.....	49
4.2 - Dados necessário ao programa.....	49
4.3 - A implementação do programa - Principais sub-rotinas	55
4.3.1 - Sub-rotina NEWTON.....	55
4.3.2 - Sub-rotina PDIFER.....	56
4.3.3 - Sub-rotina SIMULA.....	57
4.3.4 - Sub-rotina FLUXO.....	61
4.3.5 - Sub-rotina LPGOGO.....	62
4.4 - Considerações sobre o programa.....	64
4.5 - Conclusões.....	66

CAPÍTULO 5 - APLICAÇÃO DO PROGRAMA E RESULTADOS OBTIDOS

5.1 - Introdução.....	67
5.2 - Sistema exemplo - dados e comentários.....	68
5.3 - Resultados da análise de contingências sobre o sistema exemplo.....	84
5.4 - Resultados da aplicação do DS ao sistema exemplo de acordo com os casos de contingências analisados.....	87
5.5 - Resultados da aplicação do DE ao sistema exemplo.....	92
5.6 - Conclusões.....	95

CAPÍTULO 6 - IMPLEMENTAÇÃO DO DGTR NA PRÁTICA

6.1 - Introdução.....	96
6.2 - Considerações a respeito do modelo matemático adotado	96
6.3 - Considerações a respeito da programação do DGTR.....	101
6.3.1 - Razões que justificam o emprego da PL.....	101
6.3.2 - Considerações sobre o tempo de CPU.....	105
6.3.3 - Considerações sobre os requisitos de memória.	107
6.4 - Conclusões.....	107

CAPÍTULO 7 - CONCLUSÕES FINAIS E SUGESTÕES

7.1 - Conclusões Finais.....	109
7.2 - Sugestões para futuros trabalhos.....	110

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	112
APÊNDICE A - CÁLCULO DAS INJEÇÕES E DOS FLUXOS DE POTÊNCIA.....	119
APÊNDICE B - CÁLCULO DAS EQUAÇÕES DO FLUXO DE CARGA LINEARIZADO.....	126
APÊNDICE C - CÁLCULO DAS PERDAS DIFERENCIAIS DE POTÊNCIA ATIVA.....	136
APÊNDICE D - ELEMENTOS DE PROGRAMAÇÃO LINEAR.....	145

CAPITULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 - Considerações Gerais

Os sistemas de potência têm evoluído em tamanho e complexidade. Isto tem conduzido ao desenvolvimento de técnicas de programação mais sofisticadas, de modo a possibilitar soluções dos problemas a eles associados em tempo hábil para as diversas aplicações. No caso de aplicação de programas à operação em tempo real, o tempo computacional gasto é de grande importância, pois procura-se encontrar ações que visam intervir no próprio processo de controle (isto é, o sistema de potência), tornando o intervalo de tempo disponível bastante estreito.

Neste trabalho, desenvolve-se o estudo do Despacho de Geração em Tempo Real (DGTR) que é, como será mostrado, um dos programas que visam auxiliar ao operador na tomada de decisões em tempo real. Para cumprir este propósito, o DGTR em sua forma final, deve constituir para o operador numa ferramenta confiável e cuja versatilidade se traduz pela precisão dos resultados fornecidos e tempo de processamento a níveis aceitáveis. É construído um algoritmo básico, representando a filosofia de despacho adotada, estruturada de tal maneira a tornar possível o uso da programação linear.

1.2 - Pequeno histórico do despacho

Há várias décadas que o despacho de geração tem

sido uma preocupação dos engenheiros dos sistemas de potência no sentido de fornecer ao operador o plano de produção ótimo para os próximos minutos da operação. Desta necessidade surgiu inicialmente a formulação do despacho econômico (ou despacho ótimo) que, como mostrado por Happ [28], visava a alocação da geração total de um sistema entre as unidades disponíveis para atender a demanda.

O despacho clássico se desenvolveu até constituir numa otimização não-linear dos custos de produção de potência ativa, segundo o princípio fundamental de que o custo incremental deveria ser igual para todas as máquinas envolvidas. Neste caso, as únicas variáveis consideradas eram as potências dos geradores e a presença da rede de transmissão era, portanto, ignorada.

O surgimento dos analisadores de rede foi um passo importante para uma melhor coordenação do problema. O aperfeiçoamento do algoritmo, para a computação das perdas, constituiu-se, porém, em um avanço maior, conseguido pelo uso da fórmula de perdas (através da matriz B [44]).

Em seguida, com o emprego das equações clássicas de coordenação, a eficiência computacional do algoritmo de despacho de geração é melhorada, tornando-o adequado para uso em computador digital ao invés do analógico como até então. Esta estrutura de despacho econômico, apresentada por Kirchmayer no livro "*Economic Operation of Power Systems*" [44], tem sofrido ao longo dos anos algumas modificações significativas:

- 1- A incorporação nos modelos matemáticos das restrições de segurança, processo este referido por muitos autores

como otimização com restrições de segurança ("*Security Constrained Optimization*"), [12, 13], [29], etc, podendo também ser chamado de Despacho Econômico Seguro. Aqui se evidenciou a preocupação com a segurança do sistema..

2- A utilização cada vez mais frequente das técnicas de programação linear, conseguida através de linearização da função objetivo (geralmente não-linear) e da representação da rede por modelos lineares (usando-se, por exemplo, o fluxo de carga linearizado) [17 - 22], [45], etc.

3- A inclusão da potência reativa no despacho, pois até então era observada apenas a parte ativa da rede devido a consideração das amplitudes das tensões nos nós invariáveis. Aqui deve-se ponderar bem se a vantagem da melhoria da eficiência do algoritmo no que concerne a segurança do sistema é maior do que as vantagens decorrentes da necessidade de uma modelagem mais abrangente que, fatalmente, aumenta os requisitos de tempo e memória de computador. Esta formulação vem sendo denominada de Despacho Exato ("*Exact Dispatch*"), em vários trabalhos que tratam do assunto, dentre os quais pode-se citar [30], [16], [46, 47].

No departamento de engenharia elétrica da UFSC foram desenvolvidos vários trabalhos relacionados com o despacho, já abrangendo alguma(s) das inovações comentadas acima, podendo-se citar Silveira [49] que realiza o Despacho Exato, Kindermann [50] e Minussi [51], todos adotando as técnicas de programação linear.

1.3 - Contribuição deste trabalho

O despacho, aqui desenvolvido (DGTR), baseou-se na filosofia adotada por Dodu e Merlin [6] e Dubost [7] englobando as restrições de segurança e adotando-se as técnicas da programação linear. As inovações consistem em:

1- Utilização do método simplex em conjugação com a técnica de relaxação aplicada ao primal do problema de despacho.

2- Inclusão na modelagem linear da rede de potência a alternativa para se considerar ou não as perdas de transmissão.

3- Tratamento rigoroso do cálculo das perdas diferenciais de potência ativa utilizada no despacho para expressar a equação linearizada do balanço de carga.

Neste trabalho optou-se por uma abordagem diferente da grande maioria dos modelos de despacho, pois procura-se expressar no programa um cuidado preferencial da segurança do sistema em detrimento da economia de produção, sendo este último objetivo perseguido apenas quando o sistema se encontra em estado de operação normal seguro. Para realizar este propósito, subdividiu-se o problema de despacho, obtendo-se o Despacho de Segurança (DS) e o Despacho Econômico (DE), conforme se verá.

1.4 - Organização deste trabalho

O capítulo 2 apresenta as principais definições e a terminologia relacionada com a operação e prossegue até situar o problema de despacho dentro do contexto da operação em tempo real.

No capítulo 3 são introduzidos os modelos matemáticos para os despachos de segurança e econômico, comentando-se os

objetivos e as restrições impostas nas formulações dos problemas.

No capítulo 4 são comentados os dados necessários ao programa de despacho proposto neste trabalho. É apresentado o fluxograma completo do programa do DGTR, discutindo-se as principais sub-rotinas necessárias à sua execução.

O capítulo 5 trata dos resultados da aplicação do despacho a um sistema exemplo, sendo apresentados, inicialmente, os dados associados ao problema bem como aqueles determinados pelo próprio programa, tal como os resultados precedentes da Análise de Contingências. Em seguida, mostram-se os resultados da aplicação do Despacho de Segurança a um conjunto de contingências que produzem sobrecargas (potenciais) na rede com discussões a respeito. Finalmente, realiza-se o Despacho Econômico sob várias condições de custos de produção de geradores, para efeito de estudo.

No capítulo 6 os aspectos referentes a implementação prática do DGTR são considerados, tanto no que concerne ao modelo matemático adotado, como também às técnicas de programação linear destinadas a resolvê-lo, observando-se as características peculiares do modelo.

Finalizando, no capítulo 7 apresentam-se as conclusões finais e as sugestões para possíveis trabalhos.

Seguem, em anexo, quatro apêndices para auxiliar a compreensão de todo o modelo de despacho aqui proposto e desenvolvido.

CAPÍTULO 2

O PROBLEMA DO DESPACHO DE GERAÇÃO EM TEMPO REAL DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

2.1 - Introdução

A operação de um sistema elétrico de potência é caracterizada pela execução de um conjunto de ações sobre os equipamentos de produção e transporte com o objetivo de manter o equilíbrio entre a geração e o consumo a cada instante, assegurando o atendimento de todas as cargas com padrões aceitáveis de qualidade (tensões e frequências dentro dos limites especificados) e com o menor custo de produção possível. Na operação em tempo real, o balanço produção-demanda é realizado, em primeiro plano, através dos mecanismos de controle da regulação primária (ou natural) e, em segundo plano, pelas ações dos controles da regulação secundária (ou suplementar) [24]. Estes controles, nos modernos sistemas de potência, pertencem ao Controle Automático de Geração - CAG e, em geral, não requerem a intervenção humana [5].

Os sistemas de potência estão, no entanto, sujeitos às aleatoriedades da demanda, às falhas de seus componentes de produção e transporte (provocando saídas não programadas de linhas e geradores) e podem, portanto, atingir estados de operação indesejáveis em tempo real. Na busca dos sucessivos ajustamentos do sistema a cada nova situação, pode ocorrer, às vezes, que o mesmo evolua para um estado tal que, pela falta de opção ou de tempo hábil para implementá-la, a qualidade de serviço seja sacrificada, bem como, em determinados casos, também a continuidade deste.

Para contornar estes problemas, faz-se necessário determinar, com a devida antecedência, os inconvenientes que certas perturbações, tais como perdas de linhas, transformadores, etc, podem causar no sistema, para, em seguida, agir de modo preventivo contra aqueles efeitos considerados nocivos ao mesmo. Esta preocupação deu origem, inicialmente, à função denominada Análise de Segurança cuja responsabilidade é revelar, ao final do estudo de um grupo de contingências de rede, previamente selecionado, se estas produzem ou não sobrecargas em linhas e geradores, listando-as em caso afirmativo.

A função Despacho de Geração em Tempo Real - DGTR, surgiu finalmente, para completar os estudos realizados dentro da Análise de Segurança, por meio de dois procedimentos distintos, dependendo dos resultados que esta apresenta.

O primeiro, denominado Despacho de Segurança - DS, tem o objetivo de encontrar um novo plano de produção com um mínimo desvio da situação corrente de modo a remover todas as sobrecargas, ditas potenciais, provenientes da Análise de Segurança, para cada uma das contingências listadas. Se não for obtida solução apenas com reprogramação de geração, o "alívio" de algumas cargas consideradas interruptíveis (ver ítem 2.12) é, então, buscado pelo DS.

O segundo procedimento, é o Despacho Econômico - DE, cujo objetivo é ajustar o plano de produção corrente a um mínimo custo, sendo solicitado quando não se detectar nenhum caso de sobrecargas potenciais na Análise de Segurança. Os resultados encontrados pelo DE são entregues ao operador que decidirá sobre a conveniência ou não de implementá-los.

Antes de se passar à descrição do DGTR propriamente

dito, serão apresentados alguns conceitos que servirão de base para se delinear o papel do despacho de geração dentro do âmbito da operação em tempo real.

2.2 - Perturbação e Contingência

Define-se perturbação como sendo qualquer alteração na condição atual ou corrente da operação de uma rede elétrica de potência, provocada por um dos seguintes fatores [9], [11], [13]:

- perda de alguma linha ou transformador devido às condições de tempo (raios, etc), manobras não apropriadas dos dispositivos de proteção, erros de operação ou acidentes (queda de avião sobre linhas, etc).

- perda de alguma unidade de geração devido à perda de sincronismo ou mal funcionamento (em geral mais frequente em unidades novas [13]).

- curto-circuito sobre a rede, seja trifásico ou não.

Sempre que uma determinada perturbação é considerada com certa probabilidade de ocorrência dentro da operação em tempo real, esta é referida como sendo uma contingência. As contingências ou possíveis perturbações sobre a rede, podem ser de dois tipos:

a) Simples - quando cada contingência ocorre independentemente, sem originar outras.

b) Múltiplas - quando a ocorrência de uma contingência implica no aparecimento de outras.

Neste trabalho somente serão analisadas as contingências simples de linhas e geradores.

2.3 - Contingências previstas e sobrecargas potenciais

O número de contingências sobre a rede é evidentemente muito grande e examiná-las todas para verificação de seus efeitos sobre o sistema seria proibitivamente caro e demorado. Isto acabaria impossibilitando a aplicação das soluções encontradas, tanto no que se refere ao volume dos resultados encontrados, como no tempo necessário para implantá-los. Na prática, entretanto, o número destas contingências é reduzido a um conjunto ou lista das contingências mais prováveis de ocorrerem, as quais são aqui referidas como contingências previstas. Esta lista é formada com base na probabilidade da ocorrência de cada contingência para o próximo intervalo de tempo considerado (ordem de minutos) e nas consequências da ocorrência de cada uma sobre o sistema [11]. Entre os trabalhos que tratam deste assunto, pode-se citar o de Ejebe e Wollenberg [41] onde é realizado o estudo de seleção automática de contingências, que são listadas de acordo com suas esperadas severidades quando refletidas na degradação do nível de tensão e em sobrecargas de circuitos, e Campagnolo [48].

O estudo das contingências previstas tem a finalidade de determinar quais destas conduzem o sistema a uma situação de emergência. Isto é realizado dentro da Análise de Segurança (item 2.10) que faz a simulação de cada contingência para as condições de carga e geração previstas para os próximos minutos (15, 30 minutos, etc), com os resultados sendo confrontados com os limites impostos à operação. Caso seja observada alguma violação, esta contingência é considerada severa e as sobrecargas resultantes dos testes são denominadas de sobrecargas potenciais.

As sobrecargas potenciais podem ser identificadas

se, por exemplo, simulada uma contingência (prevista) de ramo da rede, pela eliminação deste ramo dos cálculos, a execução de um fluxo de carga subsequente, revela, ao final, ultrapassagens dos limites de carregamentos de outros ramos.

A existência ou não de sobrecargas potenciais associadas a alguma contingência resultará na definição do estado normal como inseguro ou seguro, respectivamente, como será visto mais adiante.

2.4 - Restrições impostas a um sistema de potência

Uma rede de energia elétrica está em operação normal quando satisfaz às demandas de carga e simultaneamente respeita os limites inferiores e superiores, especificados para as diversas variáveis relacionadas com os componentes do sistema. Dy Liacco [11] define estes requisitos como restrições de carga e restrições de operação, respectivamente, podendo ser escritas da seguinte forma:

$$\underline{g}(\underline{x}, \underline{u}) = \underline{0} \quad \text{Restrições de carga} \quad (1.1)$$

$$\underline{h}(\underline{x}, \underline{u}) \leq \underline{0} \quad \text{Restrições de operação} \quad (1.2)$$

onde \underline{x} é o vetor das variáveis de estado; \underline{u} o vetor das variáveis de controle; \underline{g} e \underline{h} são funções vetoriais.

As restrições de carga realizam o balanço de potência do sistema e são representadas pelas equações do fluxo de carga. Entre as restrições de operação estão os limites impostos às magnitudes das tensões nodais, aos fluxos de potência aparente, e às injeções de potência reativa nas barras de geração [1].

Um grupo adicional de restrições pode ser imposto

sobre o sistema para assegurar um nível especificado de seguran
ça. Estas são frequentemente referidas como restrições de seguran
ça [1], [11, 12] e [23], sendo expressas por:

$$\underline{s}(x, u) \leq \underline{0} \quad \text{Restrições de segurança} \quad (1.3)$$

As restrições de segurança são definidas como sendo o conjunto constituído de todas as restrições de carga e operação para cada uma das contingências previstas, quando o estudo destas revelar sobrecargas potenciais (ítem anterior).

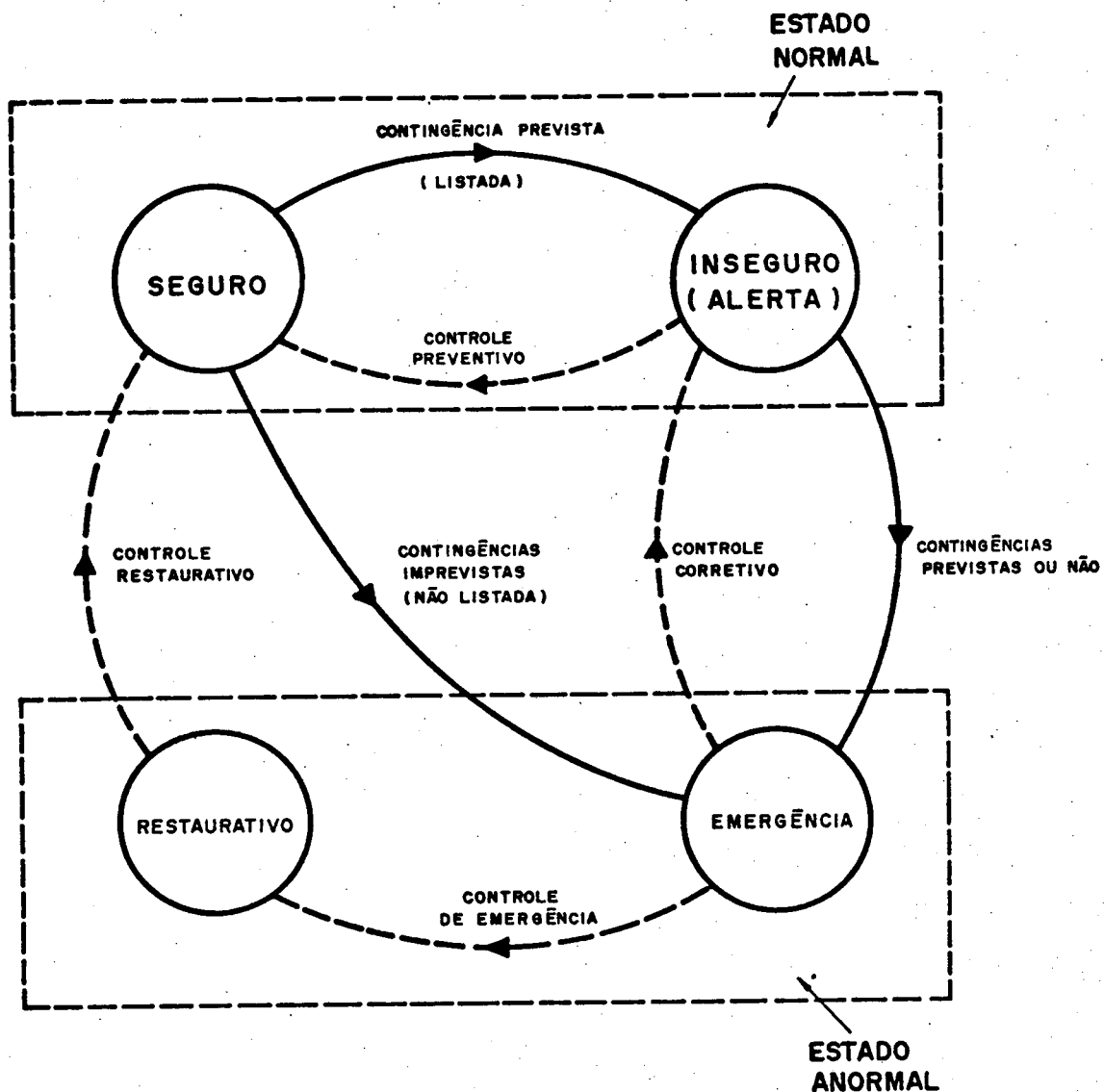
A habilidade de um sistema em satisfazer estas res
trições (discutidas melhor no próximo capítulo) resulta na caracterização dos quatro estados de operação de um sistema de potência, vistos a seguir.

2.5 - Estados de operação de um sistema

Um sistema de potência pode se encontrar em quatro estados de operação distintos de acordo com a literatura [1], [10, 11, 12, 13, 14], [16], [22] e [25], (ver figura 2.1)

ESTADO 1: Normal Seguro (ou simplesmente seguro)

O sistema se encontra neste estado quando são obedecidos os três conjuntos de restrições (1.1), (1.2) e (1.3) - res
trições de carga, operação e de segurança. A observância das restrições de segurança mostra que nenhuma das contingências listadas como possíveis (previstas), se de fato ocorrerem deverão levar o sistema para o estado de emergência [1]. Isto é, a Análise de Segurança através da sua função de Análise de Contingências (ver ítem 2.10) não detectou sobrecargas potenciais para nenhuma das



Notação:

- Direção de transição devido a contingências
- - -→ Direção de transição devido a ação de controle

Fig. 2.1: Estados de Operação e Transições

contingências listadas.

Neste estado pode-se recorrer ao DE (Despacho Econômico) e verificar se não existe possibilidade de reduzir o custo de operação corrente através de repartição apropriada da carga entre os meios de produção disponíveis.

A ocorrência de uma contingência não listada ou imprevista, que se apresenta impossível de ser resolvida dentro do intervalo de tempo próprio pode provocar uma emergência.

ESTADO 2: Normal Inseguro (ou Alerta)

São obedecidas apenas as restrições de carga e operação, (1.1) e (1.2). Nem todas as restrições de segurança (1.3) são satisfeitas, mas o sistema se encontra em operação normal, respondendo a todos os requisitos de qualidade e continuidade de serviço. A não observância das restrições de segurança significa que a ocorrência de pelo menos uma das contingências listadas como possível (previstas) pode levar o sistema a uma situação de emergência [1]. Isto quer dizer que existem sobrecargas potenciais para uma ou mais contingências previstas.

Neste estado, uma recorrência ao DS (Despacho de Segurança) deve fornecer ao operador ações de controle preventivo no sentido de reconduzir o sistema ao estado normal seguro, através da reprogramação da geração disponível. Caso uma solução deste tipo não seja possível, o DS busca fornecer uma solução que venha a reduzir os efeitos de uma emergência, minimizando os desvios de geração e os déficits no consumo. Estas questões são melhor esclarecidas nos próximos ítems deste trabalho.

ESTADO 3: Emergência

Neste caso não são obedecidas as restrições de operação. Este estado pode ser atingido pela ocorrência de alguma contingência considerada severa (ítem 2.3), prevista pelos estudos da Análise de Segurança ou mesmo uma contingência detectada pelo operador; mas não solucionada. Também o surgimento de perturbações imprevistas podem fazer o sistema cair nesta situação. Com exceção dos equipamentos que provocam a emergência o sistema está intacto.

Ações rápidas do operador, juntamente com os dispositivos de controle de emergência devem levar o sistema no mínimo para o estado de alerta. Em último caso, a eliminação da emergência é feita pela passagem do sistema ao estado restaurativo pelo desligamento de partes do sistema para evitar maiores danos (controle de emergência).

ESTADO 4: Restaurativo

As restrições operacionais são atendidas, mas não as restrições de carga, pois o sistema não está intacto devido a ilhamentos ou cargas não atendidas. Este estado é atingido quando uma emergência é eliminada por desligamento manual ou automático de partes do sistema efetuado pelo centro de controle (COS) ou por dispositivos locais [1].

O processo da reconstituição da rede e da recondução do sistema ao estado normal seguro é ainda confiado ao operador [25].

A figura 1 mostra as transições entre os quatro estados, que podem ocorrer tanto em consequência de perturbações no sistema (transições ditas involuntárias ou eventuais) como devido a ações de controle (transições voluntárias), algumas das quais

constituem funções específicas dos centros de monitorização e controle [1], [16], [18, 19]. Estas ações de controle são comandadas no estágio atual de desenvolvimento, pelo operador que precisa dispor de meios rápidos e eficientes para auxiliá-lo a encontrar a melhor estratégia de controle em cada situação particular. O DGTR é uma dentre as ferramentas que procuram auxiliar o operador nas tomadas de decisões por ações de caráter preventivo, que visam manter o sistema de potência num estado de operação normal seguro e tão econômico quanto possível.

2.6 - Controle Preventivo e Controle Corretivo

O conceito de controle aqui adotado se enquadra no sentido amplo de tomada de decisão descrito por Dy Liacco em [10], podendo incluir tanto o processo manual como o automático.

Num sistema de potência, algumas das restrições de operação podem ser violadas depois que uma contingência (prevista) de fato ocorre. Para eliminar estas violações existem dois tipos de controle de segurança [12], [16], [18], [20], [22]:

a) Controle Corretivo: As ações de controle são implementadas logo após a ocorrência da contingência. O sistema se encontra em estado de emergência pela ultrapassagem de limites impostos à operação, mas que podem ser tolerados por um limitado período de tempo. Têm-se aqui ações de controle "*pós-contingência*".

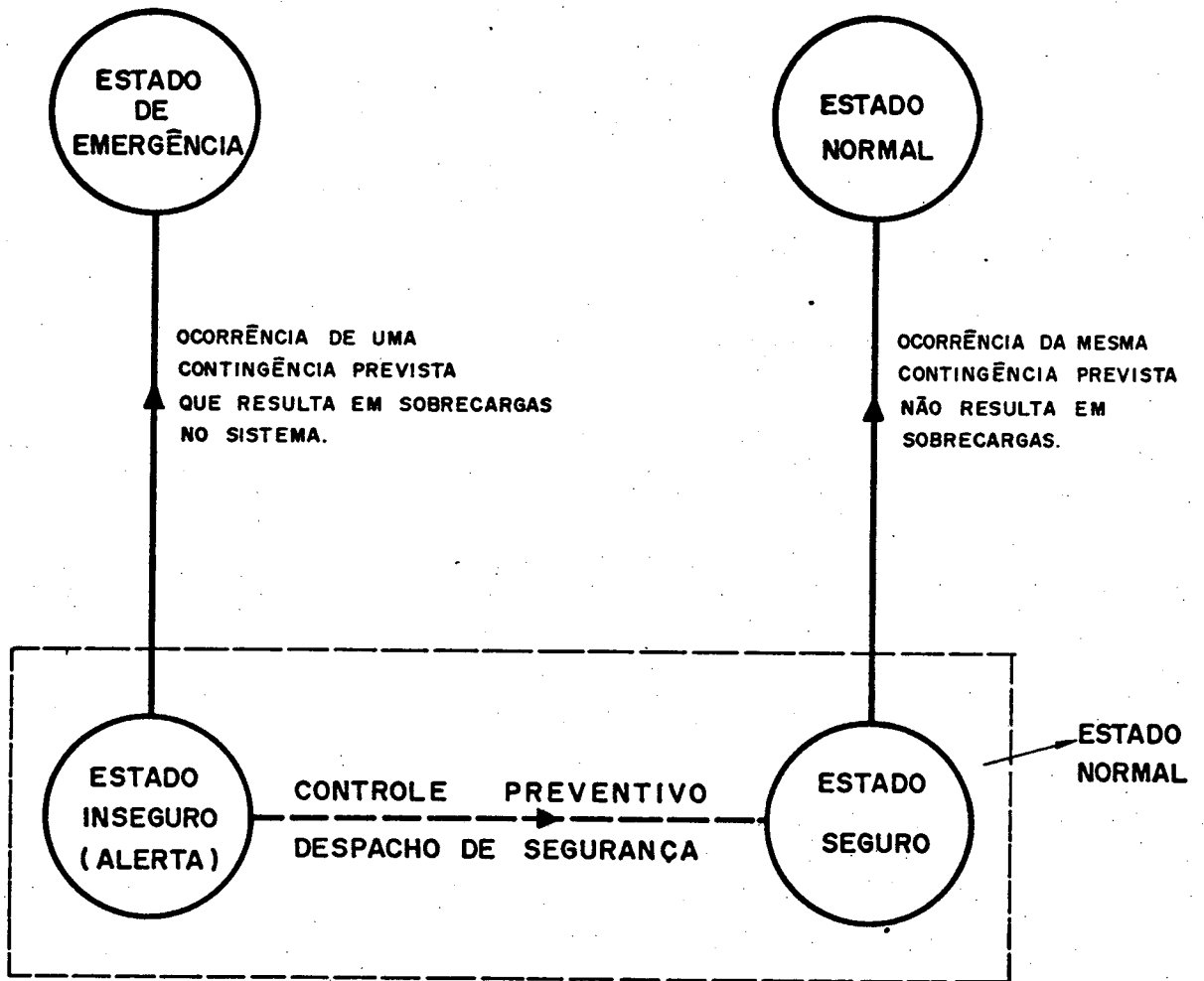
b) Controle Preventivo: As ações de controle necessárias são aplicadas antes da ocorrência da contingência prevista. O sistema está em estado normal, embora inseguro, e neste caso configuram-se ações de controle "*pré-contingência*". O con-

junto dessas ações que visam a eliminação das violações das restrições de segurança (sobrecargas potenciais) associado às contingências previstas, é referido como "*melhoramento da segurança*" de acordo com Hajdu e Podmore [12]. A compreensão do mecanismo de controle preventivo é de grande importância na formalização dos objetivos do DGTR.

A figura 2.1 mostra a atuação destes dois tipos de controles. A figura 2.2 trata do controle preventivo em particular.

O custo associado com a adoção de ações de controle preventivo é tanto mais justificado quanto maior for a expectativa de que, para certas contingências, as ações de controle corretivo conduzam a custos superiores. Na avaliação destes custos devem ser consideradas as parcelas devido a prejuízos prováveis tais como a redução da vida útil dos equipamentos sujeitos a sobrecargas, que dependem da intensidade e do tempo em que esta é admitida. No entanto, é muito difícil dimensionar estes custos em todas as situações, o que aumenta a responsabilidade do operador na tomada de decisões por um ou outro tipo de controle. É claro que o desenvolvimento de um controle preventivo eficiente melhora muito a habilidade do sistema em manter-se em estado seguro e, portanto, minimiza as passagens para as condições anormais, caracterizadas pelos estados de emergência e restaurativo [12].

O Despacho de Segurança (DS), dentro do DGTR, é, essencialmente, uma função de controle preventivo, que procura auxiliar o operador a eliminar as sobrecargas potenciais que porventura resultarem do estudo prévio da listas das contingências previstas. O DS pretende, portanto, fornecer ao operador uma das duas



Notação:

- > Transição involuntária (contingência)
- - - - -> Transição voluntária (ações de controle)

Fig. 2.2: Controle preventivo requerido para trazer o sistema do estado normal, porém inseguro, para um estado de operação seguro. - Despacho de Segurança

seguintes diferentes formas de agir para resolver cada caso de contingência analisado:

1º) Uma solução que elimine as sobrecargas potenciais apenas com uma reprogramação simples da geração, com o mínimo desvio da situação atual da operação.

2º) Caso isto não seja possível, uma solução envolvendo alívio ou racionamento de cargas interruptíveis (ver item 2.12) é pesquisada.

As ações de controle que o DS fornece ao operador, visam deslocar o ponto de operação que ora se apresenta inseguro, até outro ponto seguro (figura 2.2). Qualquer que seja o resultado apresentado, trata-se de ações corretivas sob um controle preventivo para "melhorar" o nível de segurança do sistema. Espera-se, no entanto, que o custo associado na adoção destas ações seja razoável e justificado, sendo importante salientar aqui que o desligamento parcial ou total de qualquer carga interruptível, para garantir o estado seguro de operação, tem seu peso na composição deste custo.

O estudo do controle preventivo usualmente envolve também um objetivo econômico, fato este evidenciado em muitos trabalhos tais como [23], [31], sendo este procedimento denominado mais propriamente de "*Despacho Econômico Seguro*". Entretanto, no contexto do DGTR aqui proposto, o Despacho Econômico é realizado separadamente do Despacho de Segurança. O DE somente é solicitado quando é constatado que o sistema se encontra em seu estado normal seguro. Este procura, então, determinar ações corretivas que viabilizem um objetivo econômico para uma situação de carga prevista [6, 7 e 8].

Os controles de emergência e restaurativo, mostrados na figura 1, pertencem ao conjunto de controles necessários para ajudar o operador nas decisões a serem tomadas em situações específicas dentro da operação em tempo real de um sistema de potência. Entretanto, estes não serão aqui abordados por se encontrarem fora do escopo deste trabalho.

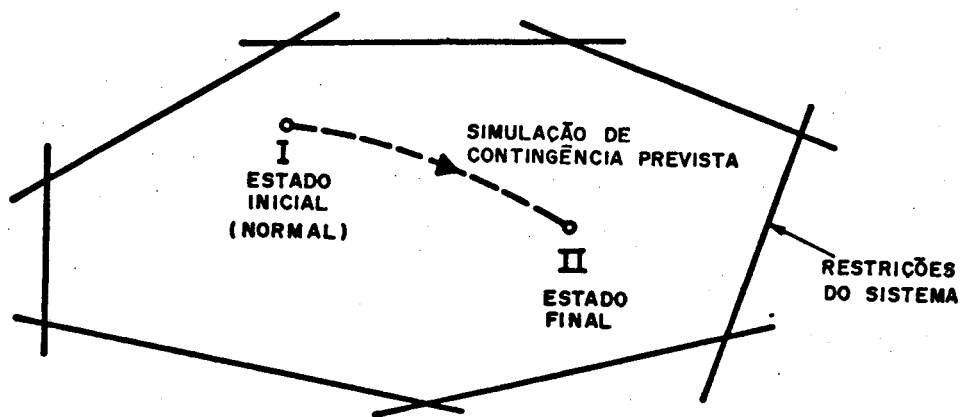
2.7 - O Conceito de Segurança em Regime Permanente

A segurança de um sistema é definida, por Alsaç e Stott [16], como sendo a capacidade do mesmo operar em regime permanente, dentro de limites especificados de segurança e qualidade de suprimento, após a ocorrência de uma contingência, num período de tempo que se inicia depois que os dispositivos de controle automático de ação rápida tiverem restaurado o balanço de carga do sistema, mas antes que os controles de ação lenta tenham respondido. Os controles de ação lenta referidos são as decisões humanas, as mudanças de taps de transformadores, etc.

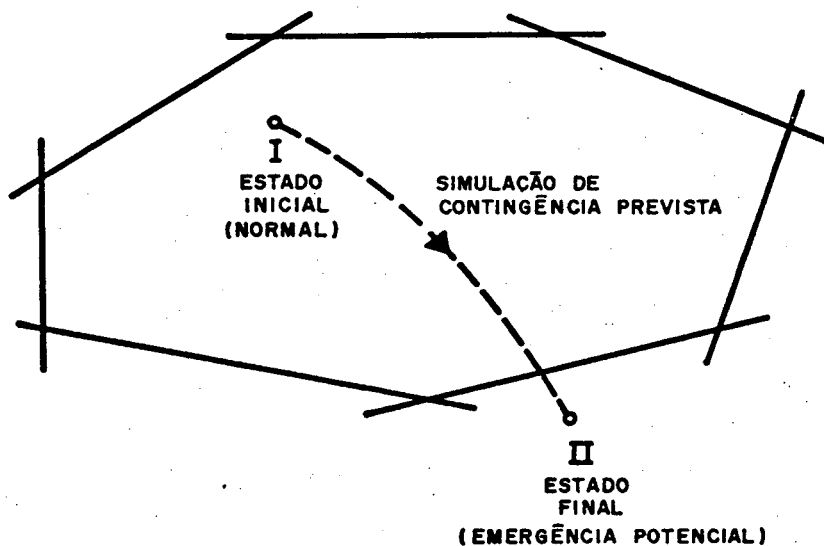
Dy Liacco [11], conceitua a segurança em regime permanente de um sistema como a capacidade deste, em operação normal, sofrer uma perturbação sem entrar num estado de emergência.

Ambas as definições são coerentes e o sistema que se enquadrar dentro delas é dito ser seguro. Por outro lado, quando em operação normal existir uma perturbação possível (contingência) que conduza o sistema para uma condição de emergência, este é considerado em estado inseguro ou de alerta [9, 10]. A figura 2.3 esclarece melhor estes pontos.

É importante salientar que a segurança de um sistema é determinada com referência a um conjunto de contingências previstas, cuja seleção e análise pertencem a função de Análise de



(a) Não houve violação nas restrições - Estado NORMAL é SEGURO



(b) Houve violação nas restrições - Estado NORMAL é INSEGURO

Fig. 2.3: Avaliação da segurança pela simulação de contingências previstas sobre um sistema - Análise de Segurança

Segurança (Ítem 2.11). Portanto esta função é que permitirá declarar se um sistema em estado normal é seguro ou não, pela simulação da lista de contingências previstas, informando se alguma contingência produz ou não sobrecargas nos equipamentos de geração e transmissão (sobrecargas potenciais). Este conceito de segurança é evidentemente incompleto, mas praticamente tem-se mostrado razoável. Sua validade depende essencialmente da propriedade da lista de contingências elaborada de abranger ao máximo as perturbações que apresentam probabilidade significativa de ocorrência.

2.8 - Monitoração da Segurança

A Monitoração de Segurança consiste na identificação "on line" e a exibição de modo dinâmica (para o operador humano) das condições reais de operação do sistema de potência [11]. Este procedimento envolve uma verificação periódica de todas as variáveis dos sistemas, as quais estão sujeitos a limites especificados de operação, e a identificação de algumas condições anormais em um centro de controle central.

Para que a Monitoração da Segurança seja eficiente, necessita-se de um sistema de aquisição de dados de alta velocidade em conjunção com técnicas de filtragem apropriadas para fornecer os dados, referentes às medidas associadas às variáveis de interesse, com suficiente precisão e confiabilidade. A Estimação de Estado é uma técnica de filtragem digital que pode ser usada como um complemento da aquisição de dados para melhorar a qualidade da base de dados. O objetivo desta nova função é fornecer uma "melhor" estimativa dos valores correntes de todas as variáveis que são de interesse para a operação do sistema, para a Análise de Segurança e para o DGTR. Esta função pode ser considerada, portanto, como u

ma parte muito importante da Monitoração da Segurança [12] (ver figura 2.4).

Através da Monitoração da Segurança se determina a topologia da rede em tempo real e as condições operativas atuais ou correntes, que servem de base para classificar o estado de operação do sistema como sendo um dos três tipos seguintes: normal (seguro ou inseguro), emergência ou restaurativo. A identificação do estado normal como seguro ou inseguro é feita por meio de Análise de Segurança.

2.9 - Sobrecargas Reais

A função de Monitoração de Segurança do sistema, trabalhando independentemente do despacho e atuando paralelamente com a operação do sistema de potência ("*on-line*") anuncia a violação de certas restrições, tais como as de limites de carregamentos de linhas de transmissão, as de limites de capacidade de transformadores e geradores, etc, alertando para aquelas que se apresentam mais críticas. bem como aquelas que estão na eminência de terem seus limites ultrapassados. Todas as vezes que a Monitoração de Segurança detecta probabilidades reais de ultrapassagem dos limites impostos à operação do sistema, para os próximos minutos, diz-se que se trata de casos de sobrecargas reais [11].

O conhecimento dos casos de sobrecargas reais é de grande importância na determinação do número de restrições de operação a serem efetivamente considerados na estruturação do programa de Despacho de Segurança conforme se verá no capítulo 4.

Um caso de sobrecarga real, ou simplesmente, uma sobrecarga real, é detectada quando, por exemplo, uma linha qual

quer é carregada acima de uma certa porcentagem (previamente estabelecida) de sua capacidade nominal, mas sem ultrapassagem de seus limites efetivos. Esta porcentagem costuma ser fixada em um valor dentro da faixa de 80 a 95% da situação normal na prática. É importante ressaltar que os casos de sobrecargas reais são detectados com o sistema em estado normal de operação, onde não existem violações nas restrições de operação, e sim, possibilidades de alguma violação para um instante previsto t , pela evolução da carga e geração dentro dos parâmetros estabelecidos.

2.10 - Carga Interruptível e Alívio de Carga

A Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, na publicação NBR 5460 de dezembro de 1981, define carga interruptível como sendo aquela cujas condições contratuais de atendimento permitem sua diminuição ou suspensão à critério do concessionário de energia.

O alívio ou racionamento de cargas é caracterizado pelo conjunto de ações pesquisadas, dentro do programa de Despacho de Segurança, que orientam ao operador na solução de uma contingência potencialmente perigosa, isto é, que se apresenta impossível de ser resolvida apenas pelas reprogramações dos meios de produção [7]. Uma solução do DS que recorra ao alívio de cargas deve mostrar o quanto de alívio deve ser programado nas barras contendo cargas interruptíveis, para que seja possível evitar uma situação de emergência, que conduza a possíveis danos nos equipamentos do sistema.

Neste ponto, é importante ressaltar que as sobrecargas que se pretende eliminar pelo DS são potenciais, não exist-

tindo efetivamente, com o que o sistema deve estar em regime normal de funcionamento. Por conseguinte, as ações de controle fornecidas pelo DS, que objetivam aliviar cargas para livrar o sistema de uma emergência em potencial, são difíceis de tomar (porque resultam de pressuposições), sendo o operador a peça fundamental no julgamento da oportunidade destas ações. Os custos sociais e econômicos do corte de fornecimento de energia de uma carga interruptível são, por definição, menores do que os custos associados aos cortes nas demais cargas do sistema, onde não existe nenhum contrato ou acordo previamente estabelecido.

2.11 - A Análise de Segurança

A Análise de Segurança consiste na determinação da segurança baseado na lista de contingências previstas, comentadas no ítem 2.3 [11], e engloba, para realizar este intento, duas funções principais que são:

a) Seleção de Contingências - cujo objetivo é selecionar dentre um conjunto de contingências, as de ocorrências mais prováveis para um período estimado de tempo, ordenando-as segundo suas esperadas severidades, com base na degradação do nível de tensão ou em sobrecargas de linhas [33], [41], [48]. Esta seleção pode ser manual ou automática, e o resultado final é a lista das contingências previstas.

b) Análise de Contingências - cujo objetivo é, de posse da lista de contingências previstas para os próximos minutos, simular desligamentos de linhas ou saídas de unidades geradoras para, com a execução de um fluxo de carga, detectar o surgimento, ou não, de sobrecargas potenciais para cada uma das con-

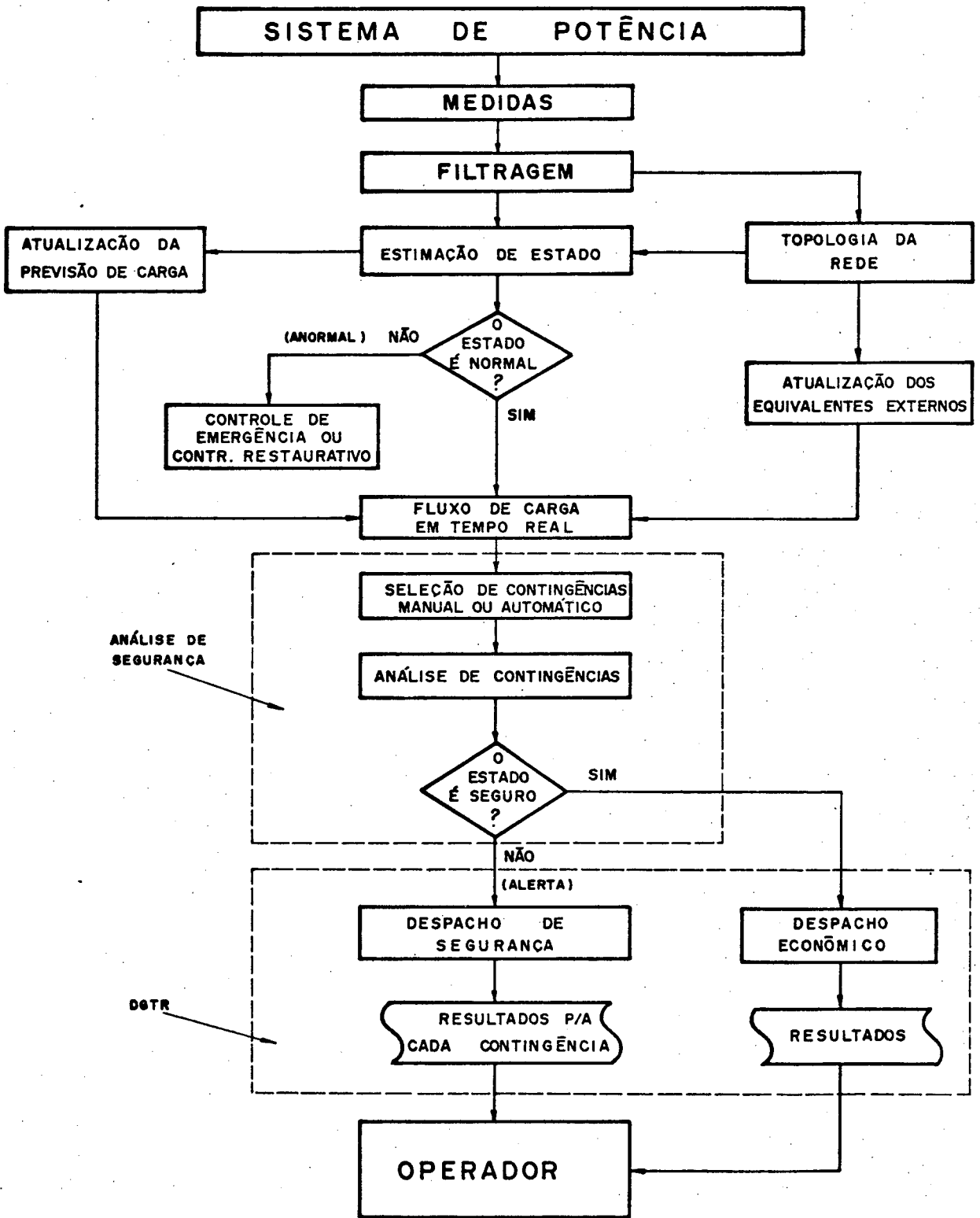


Fig. 2.4: Situação do DGTR dentro do contexto da operação em tempo real

tingências listadas. É por esta função que se determina se o sistema, em estado normal de operação, é considerado seguro ou inseguro, gerando, no último caso, uma lista de sobrecargas potenciais associada a cada contingência que viola os limites estabelecidos pela operação. Estes limites são referidos como restrições de segurança do sistema [8], [15], [40].

A figura 2.4, evidencia o papel importante da Análise de Segurança na determinação dos objetivos a serem perseguidos pelo DGTR.

2.12 - O Despacho de Geração em Tempo Real - DGTR

Segundo o estado do sistema seja normal seguro ou inseguro (alerta), determinado previamente através da Análise de Segurança, o DGTR realiza o DE ou o DS, respectivamente [7]. Assim tem-se (figura 2.4):

1º) o Despacho Econômico (DE), cujo objetivo ao final do estudo, é fornecer a lista dos grupos geradores que devem aumentar a produção, assim como dos grupos que devem abaixar a produção, para o instante previsto, de modo a minimizar os gastos de combustíveis (sistemas térmicos e hidrotérmicos) ou maximizar o aproveitamento da água (sistemas hidrelétricos).

2º) o Despacho de Segurança (DS), cujo objetivo final, é de fornecer, por sua vez, a lista dos grupos que devem aumentar e dos grupos que devem abaixar suas produções, para eliminar as sobrecargas potenciais devidas a cada caso de contingência (obtidas pela Análise de Contingências), de modo a minimizar os desvios de geração e consumo desde o estado previsto e corrente da operação. Convém relembrar que o racionamento ou alívio de cargas

consiste no último recurso adotado pelo DS para tentar encontrar uma solução, para uma determinada contingência, quando todas as possibilidades de variações dos meios de produção estiverem esgotadas.

A figura 2.4 explica a atuação do DS como um controle preventivo, mostrando que ações corretivas são requeridas para conduzir o sistema ao estado seguro. A implementação de uma solução apresentada pelo DS garante que o sistema permanecerá seguro, caso a contingência estudada venha realmente a ocorrer.

2.13 - Situação do DGTR segundo escalas de tempo e nível de atuação

Sempre que a função de Despacho de Geração, nos sistemas de potência, é projetada para atuar simultaneamente à operação em tempo real é chamada de "*Despacho de Geração em Tempo Real*", abreviado para DGTR.

O intervalo de tempo necessário para a execução do Despacho Econômico, como mostrado pela figura 2.5, começa logo após o sistema ser declarado seguro por meio da Análise de Segurança. A solução mais econômica com os meios de produção disponíveis no momento é, então, fornecida pelo DE ao operador, que decide a conveniência ou não de sua aplicação. Em [8] é sugerido uma recorrência ao DE a cada 30 minutos da operação, mas esta função pode ser buscada sempre que o operador julgar necessário.

O Despacho de Segurança deve ser executado imediatamente após a declaração do estado do sistema como inseguro devido a uma ou mais contingências previstas para um instante t [8]. O motivo disto é para que o programa de DS tenha tempo suficiente para analisar e resolver todos os casos de contingências que con-

duzem a sobrecargas nos equipamentos do sistema. Ademais, conforme os modelos computacionais aqui adotados para ambos os despachos, o programa de DS consome mais tempo que o de DE pelas seguintes razões:

1. O número de restrições é bem maior pela necessidade de inclusão das restrições de racionamento e de segurança.
2. O número de variáveis também é maior, devido à inclusão das variáveis de consumo das cargas interruptíveis como opção de controle.

O DS pode ter uma recorrência de 15 a 60 minutos, aproximadamente, de acordo com as atualizações tanto da previsão de carga como dos equivalentes externos para o horizonte considerado.

A figura 2.5 mostra que o DGTR, em qualquer uma de suas funções (DE ou DS), situa-se ao nível do controle central (COS) do sistema [54]. A justificativa se baseia no fato de que para atender os requisitos de segurança e/ou economia, estas funções determinam um conjunto de ações corretivas que:

- atuam sobre vários pontos importantes e controláveis do sistema, que são relacionados com as usinas e subestações ligadas ao COS,
- afetam todo o sistema, já que uma manobra em um ponto qualquer do sistema pode influenciar até mesmo em barras ou ramos os mais distantes.

2.14 - Conclusões

Neste capítulo procurou-se apresentar o problema do

NOTAÇÃO :

- CF: CONTROLE DE FREQUÊNCIA
- EE: ESTIMAÇÃO DE ESTADO
- MS: MONITORAÇÃO DA SEGURANÇA
- DS: DESPACHO DE SEGURANÇA
- DE: DESPACHO ECONÔMICO
- CTR: CONTROLE DE TENSÃO E REATIVO
- AS: ANÁLISE DE SEGURANÇA

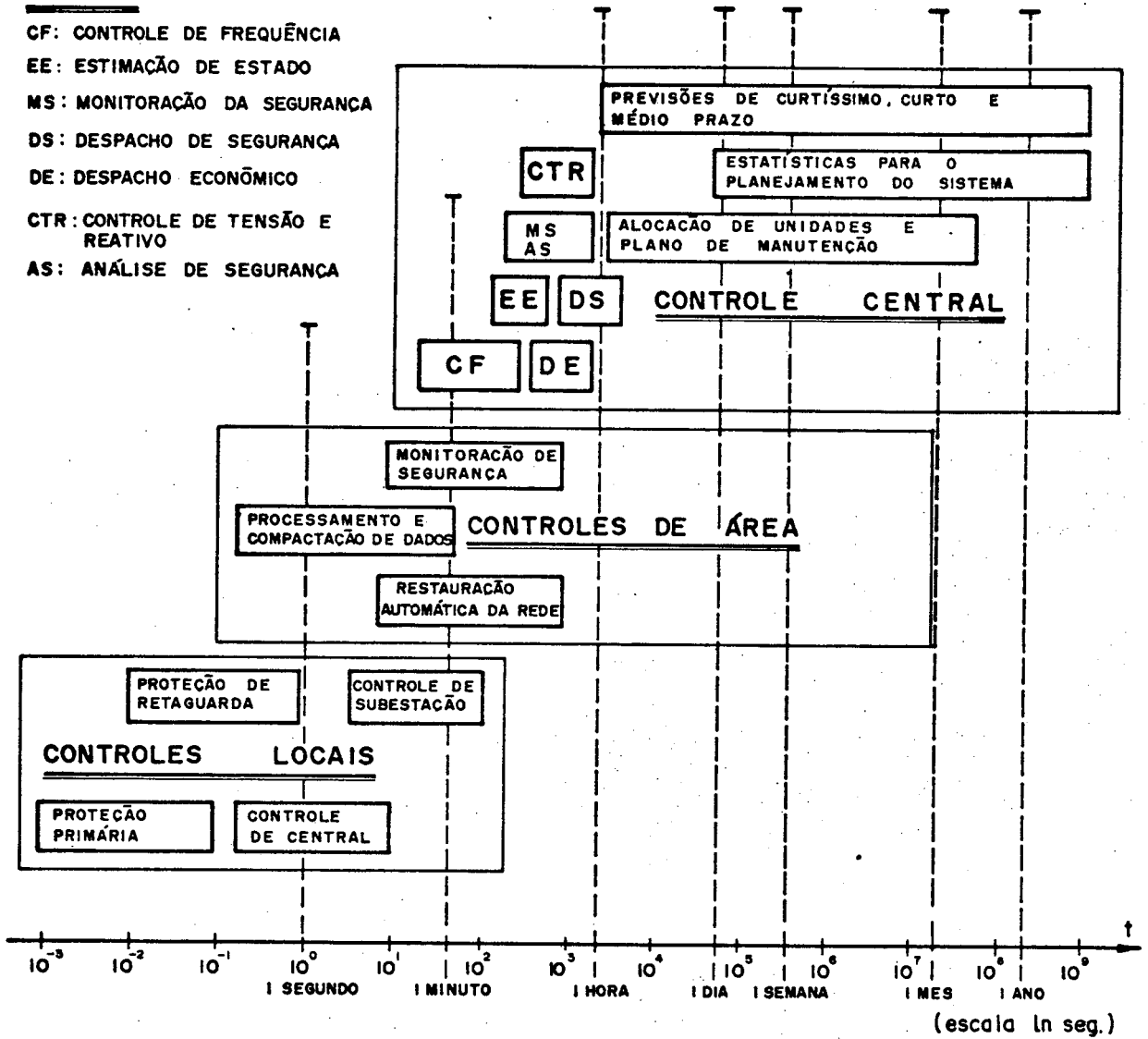


Fig. 2.5: Posição do DGTR (DE e DS) com relação ao nível de controle e a escala de tempo para execução

Despacho de Geração, localizando-o no contexto da operação em tempo real. Os conceitos necessários para um melhor entendimento do assunto foram abordados desde o início, alguns de uma maneira mais geral, tais como as definições de perturbação e contingência, outros mais especificamente ligados à operação em tempo real, tais como os estados operativos do sistemas, os tipos de controle, os tipos de sobrecargas considerados, etc. Também foi mostrado o papel desempenhado pelas funções de Monitoração e Análise de Segurança na estruturação das bases e no estabelecimento dos critérios em que se orientam os despachos de segurança e econômico. É importante salientar que nesta etapa buscou-se mostrar os princípios básicos de toda uma filosofia de despacho adotada e discutida neste trabalho.

No próximo capítulo será apresentada a formulação matemática do problema do DGTR, primeiro de uma forma mais geral e posteriormente de uma forma mais particular, condizente com os objetivos aqui pretendidos.

CAPÍTULO 3

FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO DGTR

3.1 - Introdução

O problema do DGTR, como mostrado no capítulo anterior é dividido em dois sub-problemas, o Despacho Econômico (DE) e o Despacho de Segurança (DS), sendo solicitados independentemente pelo operador, conforme o sistema seja seguro ou inseguro, respectivamente, dentro do estado normal de operação. Devido ao fato de possuírem objetivos diferentes, eles são tratados em conjunto apenas nos dois primeiros itens onde se analisa o problema geral de otimização. Após isto, são apresentadas as formulações matemáticas dos despachos, econômico e de segurança, procurando salientar as características peculiares de cada um.

3.2 - Formulação matemática de um problema de otimização

Numa grande quantidade de trabalhos [27, 28], [35, 36], etc, o DS e o DE são fundidos num único problema de otimização com restrições de segurança sendo que nestes casos a função objetivo é representada pelo custo de produção. O custo de produção é uma função essencialmente não-linear (mas que pode ser aproximada por segmentos lineares). Com este tipo de formulação tem-se um "Despacho Econômico Seguro", que pode ser formulado da seguinte maneira [1], [12]:

$$\text{Min: } f(\underline{x}, \underline{u}) \quad \text{função objetivo} \quad (3.1)$$

sujeito a:

$$\underline{g}(\underline{x}, \underline{u}) = \underline{0} \quad \text{restrições de carga} \quad (3.2)$$

$$\underline{h}(\underline{x}, \underline{u}) \leq \underline{0} \quad \text{restrições de operação} \quad (3.3)$$

$$\underline{s}(\underline{x}, \underline{u}) \leq \underline{0} \quad \text{restrições de segurança} \quad (3.4)$$

onde:

\underline{g} , \underline{h} , \underline{s} , são funções vetoriais

f é uma função escalar

\underline{x} é um vetor de variáveis dependentes ou de estado

\underline{u} é um vetor de variáveis independentes ou de controle

As restrições de igualdade ou de carga (3.2), discutidas brevemente no capítulo anterior (ítem 2.4), representam as equações do fluxo de potência, que descrevem o desempenho da rede de transmissão. Estas são, portanto, expressões não-lineares responsáveis pelo balanço de carga do sistema, sendo chamadas daí de restrições de carga.

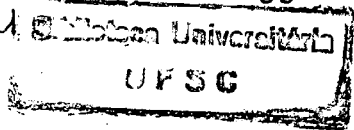
As restrições de desigualdade (3.3), correspondem às limitações impostas sobre as diversas variáveis na operação dos sistemas elétricos, podendo-se reescrevê-las como sendo:

$$\underline{u}^{\min} \leq \underline{u} \leq \underline{u}^{\max} \quad (3.5)$$

$$\underline{x}^{\min} \leq \underline{x} \leq \underline{x}^{\max} \quad (3.6)$$

Finalmente, o conjunto das restrições de segurança (já definidos anteriormente) é constituído pelas restrições de carga e operação, válidas para o caso da contingência em estudo, sendo expressas, rigorosamente, como expressões de desigualdade [24].

3.3 - Conjunto pleno x conjunto reduzido de variáveis



A técnica de otimização para resolver o modelo proposto acima, que manipula variáveis do tipo magnitudes e fases das tensões, potências geradas e consumidas (ativas e reativas) utiliza segundo [26] um conjunto pleno de variáveis ("a full set"). Esta tem uma vantagem inerente pela simplicidade de se introduzir e formular as restrições de potência ativa e reativa, bem como as restrições nos módulos e fases das tensões. Várias técnicas, utilizando este tipo de formulação, já foram experimentadas com sucesso, destacando-se o método do gradiente e o da matriz Hessiana usado por Sasson e outros [39]. As desvantagens observadas nestes métodos são o tempo de computação gasto por iteração e o nº de iterações necessário para se alcançar uma solução. O tempo de cálculo é aumentado ainda mais se equações de fluxo de carga não-lineares são utilizadas como restrições de carga.

A aproximação alternativa sugerida por Wollenberg e Stadlin [26], utilizando um conjunto reduzido de variáveis ("a reduced set") nos quais somente as variáveis de controle aparecem no programa matemático, parece ser a que mais se adapta às necessidades do despacho em tempo real. Isto porque as equações de rede não são resolvidas explicitamente, conduzindo à obtenção mais rápida de soluções. A principal dificuldade apresentada por esta técnica está na inclusão de restrições funcionais, tais como restrições ambientais, restrições nos trânsitos de potência nos ramos, etc. Esta dificuldade tem sido satisfatoriamente contornada nos trabalhos que usam este tipo de simplificação.

O modelo matemático, adotado aqui neste trabalho, separadamente para as duas funções do DGTR (DS e DE), é baseado num conjunto reduzido de variáveis, para acelerar a obtenção da solução do programa. Em complemento, também se utilizam restrições

de carga linearizadas, com a inclusão das perdas diferenciais sobre as barras do sistema. As duas formulações, para o DS e o DE, serão apresentadas a seguir.

3.4 - Formulação matemática do DS

O DGTR, de posse da lista de sobrecargas potenciais fornecidas pela Análise de Contingências, recorre ao Despacho de Segurança o qual possui dois recursos para eliminar estas sobrecargas [7], [30], [32, 33]:

1º) Reprogramação do plano de produção das diversas unidades de geração, minimizando os desvios em torno dos valores do caso base.

2º) Racionamento ou alívio de algumas cargas referidas como "*interruptíveis*", minimizando os déficits de potência ativa destas cargas (ver ítem 2.10).

Estes dois modos de atuação do DS irão compor sua função objetivo, descrita abaixo pela expressão (3.7). Para forçar o programa de otimização a atuar nos termos de alívio de carga somente quando são esgotadas as possibilidades da reprogramação de geração, é introduzido um fator de penalização (α). Este fator é estabelecido em um valor suficientemente grande de tal maneira que o próprio programa de DS se encarrega de tornar a opção de alívio de cargas numa segunda alternativa. A função objetivo do DS que deve ser minimizada é a seguinte:

$$z = \sum_{i \in N_G} (PG_i - PG_i^0) + \alpha \sum_{j \in N_C} (PC_j - PC_j^{rac}) \quad (3.7)$$

onde:

z = função objetivo a ser minimizada (escalar)

- PG_i = potência ativa gerada na barra de geração i
- PG_i^0 = potência ativa gerada na barra i no caso base
- PC_j = potência ativa consumida na barra de carga j
- PC_j^{rac} = potência ativa permitida na barra de carga interruptível j , devido a contratos de racionamento de carga
- N_G = $\{1, 2, \dots, NG\}$ sendo NG o número de barras de geração
- N_C = $\{1, 2, \dots, NC\}$ sendo NC o número de barras de carga
- α = fator de penalidade associado aos termos responsáveis pelo racionamento de carga

O caso base representa a situação inicial do sistema a partir do qual serão feitas as modificações necessárias para manter ou melhorar o nível de segurança do sistema. Se o despacho deve simular uma contingência prevista para 30 minutos após, o caso base deve ser obtido a partir dos dados de geração e carga estimados para o instante em questão. Os valores representativos do caso base são identificados por um sobrescrito (0), ao lado de cada variável.

As restrições que devem ser impostas ao DS são tratadas a seguir, sendo que as restrições de segurança são estudadas separadamente das outras restrições e apresentadas em primeiro lugar.

3.4.1 - Restrições de segurança do DS

A determinação das restrições de segurança que participam do modelo matemático do DS é um procedimento realizado pela função de Análise de Contingências, anteriormente à execução do

DS. O estudo de um determinado grupo de contingências irá fornecer ao final quais as restrições de geração ou transmissão (sobre cargas potenciais) que são ativadas quando da simulação de alguma destas contingências sobre o sistema. Estas vão constituir o conjunto das restrições de segurança que podem ser expressas matematicamente do seguinte modo [16], [40]:

a) para um caso μ de contingência de ramo

$$\underline{g}^{\mu} (\underline{x}^{\mu}, \underline{u}^0) = \underline{0} \quad (3.8.a)$$

$$\underline{h}^{\mu} (\underline{x}^{\mu}, \underline{u}^0) \leq \underline{z} \quad (3.8.b)$$

b) para um caso μ de contingência de geração

$$\underline{g}^{\mu} (\underline{x}^{\mu}, \underline{u}^{\mu}) = \underline{0} \quad (3.9.a)$$

$$\underline{h}^{\mu} (\underline{x}^{\mu}, \underline{u}^{\mu}) \leq \underline{z} \quad (3.9.b)$$

$$\underline{u}^{\mu} = p (\underline{u}^0) \quad (3.9.c)$$

onde:

\underline{u}^0 = valor do vetor de controle no caso base

\underline{u}^{μ} , \underline{x}^{μ} = valores dos vetores de controle e de estado após o caso μ de contingência (pós-contingência)

p = função que relaciona os valores das variáveis de controle pós-contingências com os valores do caso base.

\underline{z} = vetor dos limites de operação de \underline{x} e \underline{u} .

Obs: \underline{u} = vetor das produções de potência ativa nas barras do sistema

\underline{x} = vetor dos trânsitos de potência ativa nos ramos do sistema

As restrições de operação (h) podem ser reescritas como sendo:

$$\underline{x}^{\min} \leq \underline{x}^{\mu} \leq \underline{x}^{\max} \quad (3.10.a)$$

$$\underline{u}^{\min} \leq \underline{u}^{0,\mu} \leq \underline{u}^{\max} \quad (3.10.b)$$

onde:

\underline{x}^{\min} , \underline{x}^{\max} são os limites de trânsitos de ativos

\underline{u}^{\min} , \underline{u}^{\max} são os limites de geração de ativos

Obs: \underline{x}^{\min} , \underline{x}^{\max} , \underline{u}^{\min} , \underline{u}^{\max} formam o vetor \underline{z} das desigualdades (3.8.b) e (3.9.b) e não são necessariamente os mesmos valores-limites especificados para o problema do caso base, como será melhor explicado posteriormente.

Neste trabalho, as restrições de carga (g) são, na verdade, as equações linearizadas do fluxo de carga (aproximação em corrente contínua), que permitem a obtenção dos fluxos de potência ativa (trânsitos) nos ramos diretamente das injeções de potência ativa nas barras do sistema, para o caso μ de contingência simulada prevista para o instante t .

Como se pode observar das equações (3.8), a simulação de uma contingência de ramo (perda de linha ou transformador) implica basicamente na modificação nas restrições de carga (eq. 3.8.a) pois o balanço de potencia do sistema é alterado pela exclusão de alguma linha da rede. Se o objetivo é estudar a perda de uma das linhas de uma linha dupla, o limite de trânsito do ramo correspondente deve ser reduzido à metade. Por outro lado, se o objetivo é simular a perda total de um ramo, toda a restrição de ramo correspondente deve ser eliminada do estudo bem como a variável relacionada com este ramo deve ser excluída do vetor de esta-

do x . Todos os limites de trânsitos para os ramos restantes, ou os limites de geraao para as unidades geradoras, são fixados e mantidos invariáveis durante a análise da contingência.

Na simulaao de uma contingência de geraao (perda de uma unidade geradora), a influência das aoes dos reguladores de velocidade dos geradores sobre as variáveis de controle (u) para restabelecer o balanço de carga do sistema, também deve ser modelada (eq. 3.9.c). Portanto, tanto as restrioes de carga (3.9.a) são modificadas como as restrioes de operaao (3.9.b) devem ser redefinidas, para reavaliar o alcance admissível das variaoes de produao na barra de geraao onde houve a perda de uma unidade geradora.

3.4.2 - Outras restrioes do DS

a) Igualdade ou conservaao na distribuao das perdas do sistema

$$\sum_{i \in N} \lambda_i (PG_i - PC_i) = \sum_{i \in N} \lambda_i (PG_i^0 - PC_i^0) \quad (3.11)$$

sendo:

λ_i = perda diferencial de potência ativa associado a barra i

$N = \{1, 2, \dots, NB\}$ sendo NB o número de barras do sistema

A igualdade acima, substitui as equaoes do fluxo de carga (ver Apêndice A) ao fazer o balanço de carga do sistema. A aproximaao introduzida aqui é de que as perdas diferenciais de potência ativa em todas as barras da rede irão manter-se invariáveis durante o despacho, em torno do caso base.

O cálculo das perdas diferenciais é conduzido através das relaoes $P-\theta$, entre a potência ativa e os ângulos de fase das tensões de barras. Para isto, fixa-se o λ da barra de referên

cia e, a partir daí, calcula-se as perdas diferenciais de potência ativa de todas as outras barras em relação à barra de referência. Os valores de λ correspondem, em outras palavras, a participação de cada barra na composição total das perdas de transmissão. O cálculo de λ se faz a partir da expressão (3.12) abaixo, e os detalhes do seu desenvolvimento se encontram no Apêndice C.

$$J^t \cdot \underline{\lambda} = \underline{0} \quad (3.12)$$

onde:

J^t = matriz jacobiana transposta, cujos elementos são as derivadas parciais das injeções de potência ativa de barra em relação aos ângulos de fases das tensões de barra. $J_{ik} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_k}$. Ordem n (n = NB)

$\underline{\lambda}$ = vetor das perdas diferenciais de potência de barra

Notas: 1- A equação matricial homogênea representada pela equação (3.12) não tem solução, pois J^t é singular já que a soma de todos os elementos $\partial P_i / \partial \theta_{ref}$ de cada linha i é nula.

2- A redução da ordem de J^t , pela eliminação de uma linha e uma coluna qualquer transforma-se em uma matriz não-singular. No caso, optou-se por eliminar a linha e coluna correspondentes a θ_{ref} e P_{ref} , respectivamente.

3- O vetor $\underline{\lambda}$ deve ter sua ordem reduzida pela eliminação de λ_{ref} que é fixado em um valor não-nulo qualquer (por exemplo, $\lambda_{ref} = 1$).

4- A expressão (3.12) é então modificada para

$$H^t \underline{\lambda}' = \underline{\rho} \quad (3.12.a)$$

onde:

H^t = matriz jacobiana transposta cujos elementos são os $\partial P / \partial \theta$ para todas as barras exceto a referência (ordem n-1).

$\underline{\lambda}'$ = vetor das perdas diferenciais das barras exceto a referência.

$\underline{\rho}$ = vetor cujos elementos são $\rho_i = -\lambda_{ref} \frac{\partial P_{ref}}{\partial \theta_i}$

para $i = 1, n$

e $i \neq ref$

b) Limites de produção de potência ativa

$$\underline{PG}^{\min} \leq \underline{PG} \leq \underline{PG}^{\max} \quad (3.13)$$

onde \underline{PG}^{\min} e \underline{PG}^{\max} representam as limitações físicas impostas aos grupos geradores ligados a uma barra do sistema. A qualquer instante, na operação em tempo real, a quantidade de geração que uma unidade de produção pode assumir ou perder, dentro de um certo intervalo de tempo, é limitado pela resposta da máquina (taxas de perda e de tomada de carga) e também pela sua própria capacidade nominal máxima e mínima, estabelecidas segundo critérios técnico-econômicos, [29], [37].

Em expressões matemáticas, tem-se:

$$a) \underline{PG}_i^{\max} \leq \underline{CAP}_i^{\max} \quad (3.14.a)$$

$$\underline{PG}_i^{\max} \leq \underline{PG}_i^0 + \underline{TTC}_i \times \Delta t$$

$$b) \underline{PG}_i^{\min} \leq \underline{CAP}_i^{\min} \quad (3.14.b)$$

$$\underline{PG}_i^{\min} \leq \underline{PG}_i^0 - \underline{TPC}_i \times \Delta t$$

sendo \underline{CAP}_i^{\max} = capacidade máxima nominal de produção do gru

po gerador i , $i = 1, NG$

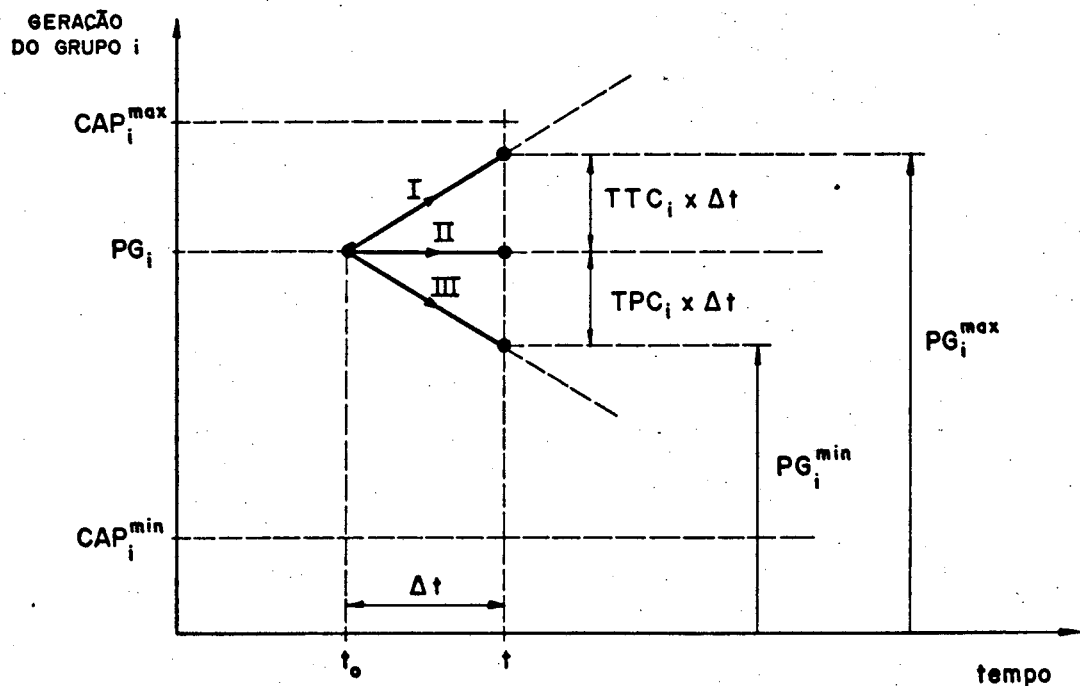
CAP_i^{min} = capacidade mínima nominal de produção

TTC_i = taxa de tomada de carga do grupo gerador i

TPC_i = taxa de perda de carga do grupo gerador i

Δt = intervalo de tempo durante o qual as restrições de trânsito (ativas) são toleráveis ou tempo disponível para que as modificações nas produções dos grupos geradores, sugeridas pelo DS, sejam implementadas.

São executados testes sobre as restrições (3.14.a) antes de começar o processo de otimização no sentido de considerar apenas aquela restrição que for mais limitante. O mesmo é efetuado com as restrições (3.14.b). Isto pode ser melhor compreendido por meio do seguinte esquema prático:



Obs: TRECHO I = ACRÉSCIMO DE GERAÇÃO

TRECHO II = SEM VARIACÃO DE GERAÇÃO

TRECHO III = DECRÉSCIMO DE GERAÇÃO

Fig. 3.4.1 - Esquema de ativação das restrições de geração

c) Limites de racionamento de carga

$$\underline{PC}^{rac} < \underline{PC} \leq \underline{PC}^0 \quad (3.15)$$

onde todos os termos foram definidos anteriormente.

Foi comentado no capítulo 2 que o racionamento ou alívio de carga deve ser realizado, sempre que possível, nas barras constituídas de cargas interruptíveis, definidas no item 2.11. Neste trabalho é introduzido um fator de racionamento (β) para cada barra de carga, cujo objetivo é indicar o quanto de racionamento estará disponível naquela barra para o despacho de segurança [30], [32, 33]. O esquema abaixo mostra este procedimento.

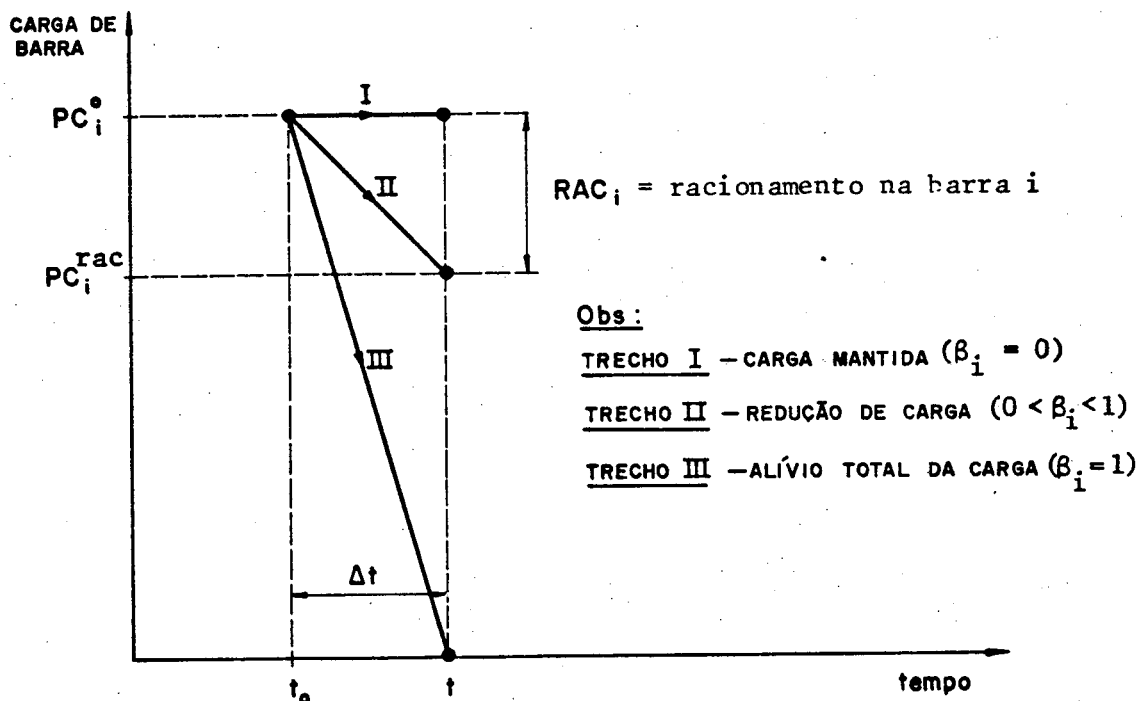


Fig. 3.4.2 - Esquema de ativação das restrições de alívio de carga

Da observação da figura 3.4.2 pode-se obter a seguinte expressão:

$$PC_i^{rac} = (1 - \beta_i) PC_i^0 \quad (3.16)$$

O intervalo de tempo Δt , necessário para que o racionamento de carga seja realmente executado, mostrado no esquema

acima, é bastante subjetivo nesta etapa. É que as ações necessárias de controle para eliminar, parcial ou totalmente, as demandas ligadas às barras de cargas interruptíveis, que são decididas ou não pelo operador, podem ser executadas rapidamente, pois possuem um tempo de resposta bastante pequeno. Sendo assim, Δt representa neste passo basicamente o tempo disponível para o operador decidir pelas ações de controle necessárias no sentido de eliminar uma emergência potencial (sistema em estado de alerta), conduzindo ao controle preventivo. No caso do operador optar por executar estas ações somente após a ocorrência da contingência, com o estado de emergência já efetivamente caracterizado, a urgência na solução do problema altera consideravelmente o caminho de implementação das ações de controle, que passam a constituir então o controle de emergência. Neste tipo de controle, a interrupção de carga pode ser a alternativa mais imediata e eficaz disponível.

d) Limites de trânsito de ativos nas linhas

$$|\underline{T}| \leq \underline{T}^{\max} \quad (3.17)$$

$$\underline{T} = S(\underline{PG} - \underline{PC}) \quad (3.18)$$

onde:

\underline{T} = vetor dos trânsitos de potência ativa nos ramos

\underline{T}^{\max} = vetor que armazena os limites máximos de trânsito de potência ativa nas linhas de transmissão

S = matriz que relaciona as injeções de potência ativa ($\underline{PG} - \underline{PC}$) com os fluxos nas linhas. É uma matriz retangular com $NL \times (NB - 1)$ elementos.

$\underline{PG} - \underline{PC} = \underline{P}$ = vetor das injeções de potência ativa de todas as barras exceto a de referência.

Estas restrições são incluídas com a finalidade de garantir que a solução do despacho satisfaça os limites de trânsitos sobre os diversos elementos da rede. Embora sejam limites sobre a transmissão de potência, estas restrições se traduzem, com o uso da equação 3.18 ("*aproximação em CC*"), em expressões lineares das gerações e consumos (injeções) nas barras do sistema.

Estas restrições merecem os seguintes comentários [1]:

a) A aproximação, dita de "*corrente contínua*" entre P e T representada pela equação (3.18) - fluxo de carga linearizado - é tanto mais precisa no cálculo dos trânsitos quanto mais alto é o nível de tensão do sistema em análise.

b) Se as perdas de transmissão forem muito elevadas quando comparadas com o nível de geração da barra de referência (ou barra de folga) pode-se introduzir as perdas dentro do modelo através de um artifício matemático [1].

O cálculo da matriz S para formação do fluxo de carga linearizado, inicialmente sem a consideração das perdas ativas do sistema, e finalmente com a introdução das mesmas, é detalhado no Apêndice B.

Será mostrado posteriormente (próximo capítulo) que para acelerar a solução do DS, as restrições de trânsito de ativos que são efetivamente consideradas no caso base são aquelas que se encontram na iminência de serem violadas, sendo referidas como sobrecargas reais (ítem 2.9).

3.5 - Formulação matemática do DE

O DE tem sido um assunto bastante abordado pelos

engenheiros de sistemas de potência e existem muitos trabalhos publicados nesta área, [6], [8], [27, 28], [34, 35, 36, 37, 38], dentre outros.

A implantação do DE no caso do sistema brasileiro, vem sendo relegado a um segundo plano devido a fatores tais como:

a) insuficiência de recursos técnicos computacionais e de equipamentos de controle na grande maioria dos centros de operação dos sistemas (COS). Isto faz com que exista apenas a supervisão da operação, sendo que as ações de controle que forem necessárias para certas situações ficam diretamente subjugadas ao operador do sistema.

b) ausência de funções auxiliares para o DE, como o Estimador de Estado, a Análise de Segurança, etc, também em consequência da primeira consideração.

c) predominância de usinas hidráulicas.

No Brasil, tendo em vista a crescente participação de equipamentos termelétricos na produção da energia elétrica, aumenta a importância do uso racional das reservas hidráulicas, agora não somente sob o ponto de vista da segurança de atendimento da demanda, mas também com relação a economia de combustível.

A implementação gradativa de COS's mais sofisticados, por parte das empresas, certamente conduzirá ao desenvolvimento de programas de Despacho Econômico ou da adaptação dos já existentes às características próprias dos sistemas do país.

O DE, de modo geral, é um problema de otimização do custo da produção, sendo por isto denominado também de "*Despacho Ótimo*", [27, 28].

O Despacho Econômico, realizado neste trabalho, não inclui restrições de segurança, pois trata-se de uma função do DGTR solicitada pelo operador após constatar que o sistema se encontra em estado de operação seguro. O modelo matemático neste caso toma uma forma extremamente simples.

$$\text{Min: } z = \sum_{i \in N_G} b_i PG_i \quad (3.19)$$

sujeito as restrições:

a) Igualdade na distribuição das perdas do sistema

$$\sum_{i \in N_G} \lambda_i PG_i = \sum_{i \in N_G} \lambda_i PG_i^0 \quad (3.20)$$

b) Limites máximos e mínimos de produção de potencia ativa

$$PG_i^{\min} \leq PG_i \leq PG_i^{\max} \quad i = 1, NG \quad (3.21)$$

onde b_i = custo marginal de produção associado à barra de geração i

Comentários sobre a função objetivo:

1º) No critério a minimizar (3.19) os coeficientes b_i são previamente determinados através do pré-despacho diário das diversas unidades de produção disponíveis, sejam elas térmicas ou hidráulicas, através da linearização em torno do caso básico das curvas de custo de produção que são normalmente não-lineares [21]. Os custos térmicos estão associados com o consumo de combustível (carvão, óleo, gás, urânio, etc). Estes custos são, em geral, bastante superiores aos das unidades hidrelétricas se comparados de modo direto, o que no intervalo de tempo considerado é um erro. Daí a necessidade de usar o pré-

despacho como meio de cálculo dos custos marginais b_i para a produção hidráulica, os quais objetivam dar ao DE uma medida do custo que seria atribuído a um desvio da produção da hidrelétrica de objetivos fixados à nível de planejamento da operação do sistema hidrotérmico em diferentes níveis de aproximação (ver nota do ítem 4.2).

- 2º) A linearização proposta através dos custos incrementais de produção b_i , convenientemente determinados como acima, parece ser uma aproximação satisfatória, sendo adotada aqui sem maiores discussões. Entretanto, é desejável um aprofundamento futuro desta questão, o qual está dentro das propostas de novos trabalhos que deverão surgir em consequência deste primeiro estudo do Despacho Econômico.

Comentários sobre as restrições:

- 1º) A restrição (3.20) de igualdade na distribuição das perdas ativas, provém da (3.11) pela suposição de invariância na potência consumida pelas cargas ($PC_i^0 = PC_i$, $i = 1, NC$).
- 2º) A expressão (3.21) dos limites inferiores e superiores de produção equivale a (3.13) sendo, portanto, implícito, neste limite, o tempo de resposta requerido pelas unidades geradoras para realizar as modificações sugeridas pelo DE.

3.6 - Conclusões

A modelagem matemática do DS e do DE em separado resultaram de um esforço no sentido de garantir em primeiro lugar a segurança do sistema e só depois vindo a preocupação com a economia de produção do sistema de acordo com testes de critérios

que visam estabelecer se o sistema está em operação segura. Este procedimento procura compensar a desvantagens dos métodos clássicos de DS que otimizam um critério econômico onde a economia e a segurança são colocadas no mesmo plano.

Nos dois casos de despachos, tanto a função objetiva como as restrições são constituídas de expressões lineares, ou linearizadas, em função das variáveis de controle, com a finalidade de reduzir o tempo de otimização o que é uma necessidade indiscutível para a aplicação em tempo real.

No próximo capítulo será visto o processo de implementação do programa computacional, com as hipóteses admitidas e o fluxograma que esclarecerá melhor as discussões à respeito do DGTR.

CAPÍTULO 4

DESCRIÇÃO DO PROGRAMA DO DGTR

4.1 - Introdução

Neste capítulo apresenta-se o programa de Despacho de Geração em Tempo Real e o seu fluxograma, indicam-se os dados que deverão ser fornecidos ou calculados para a execução desse despacho, descrevem-se as principais sub-rotinas utilizadas e, finalmente, fazem-se algumas considerações peculiares ao programa implementado.

4.2 - Dados necessários ao programa

Os dados necessários para uso do programa de despacho de geração serão examinados nesta etapa. Deve-se notar que enquanto alguns dados são fornecidos diretamente, não requerendo praticamente nenhum esforço computacional para adaptá-los aos requisitos do programa, outros devem ser preparados e obtidos internamente. Neste último caso destacam-se o cálculo das injeções nas barras da rede, das perdas diferenciais para cada barra da rede para o instante t e a determinação de sobrecargas potenciais relacionadas com uma lista de contingências pré-selecionadas. Alguns dados são necessários apenas para o DS enquanto que outros apenas para o DE. A seguir, são enumerados estes dados que devem estar disponíveis ou devem ser preparados para a execução do DGTR, conforme fig. 4.1.

1º) A topologia da rede em tempo real para o instante t , obtida através de um programa configurador a partir dos

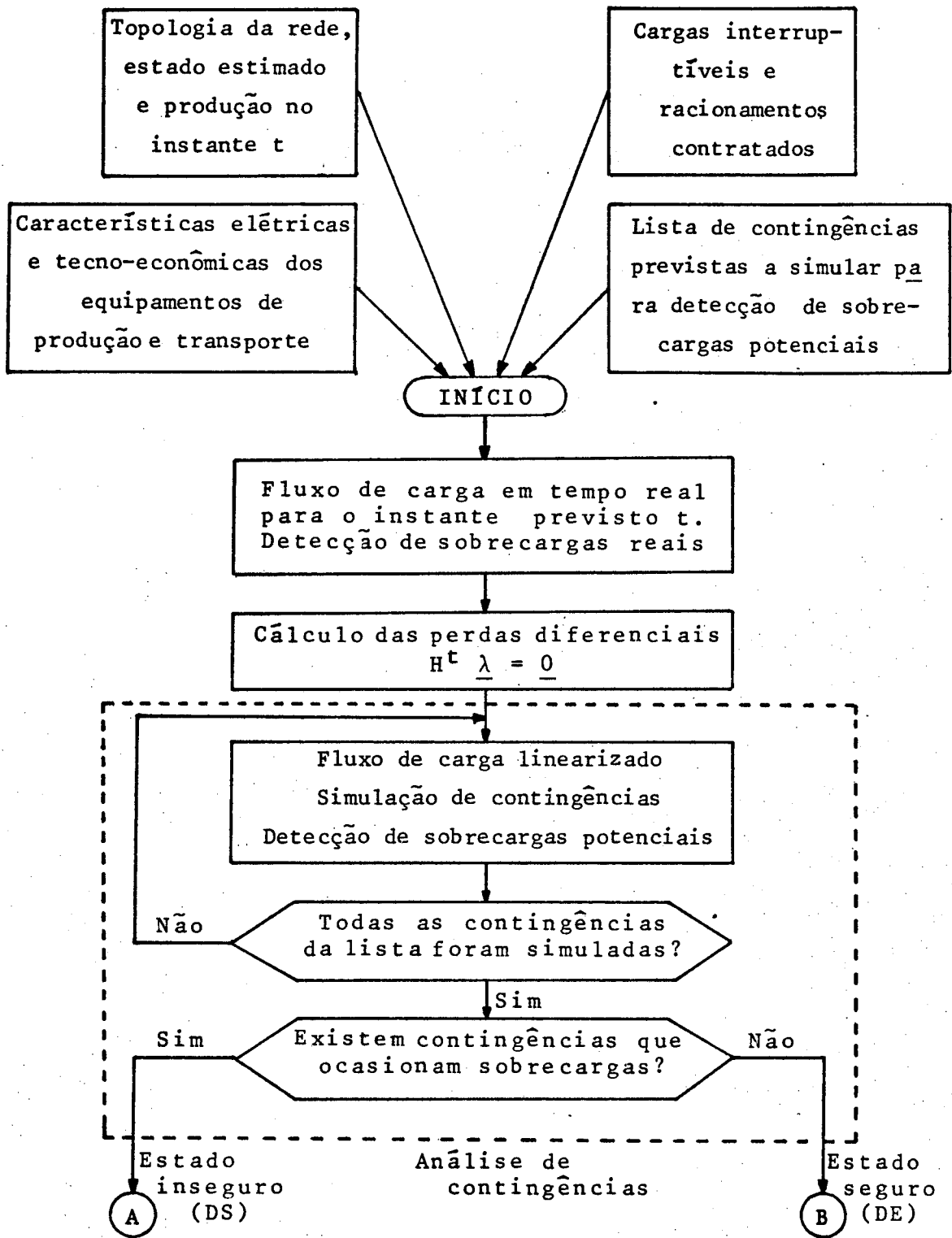


Fig. 4.1: Fluxograma do DGTR

- PARTE I {
- Entrada e obtenção de dados
 - Análise de Contingências

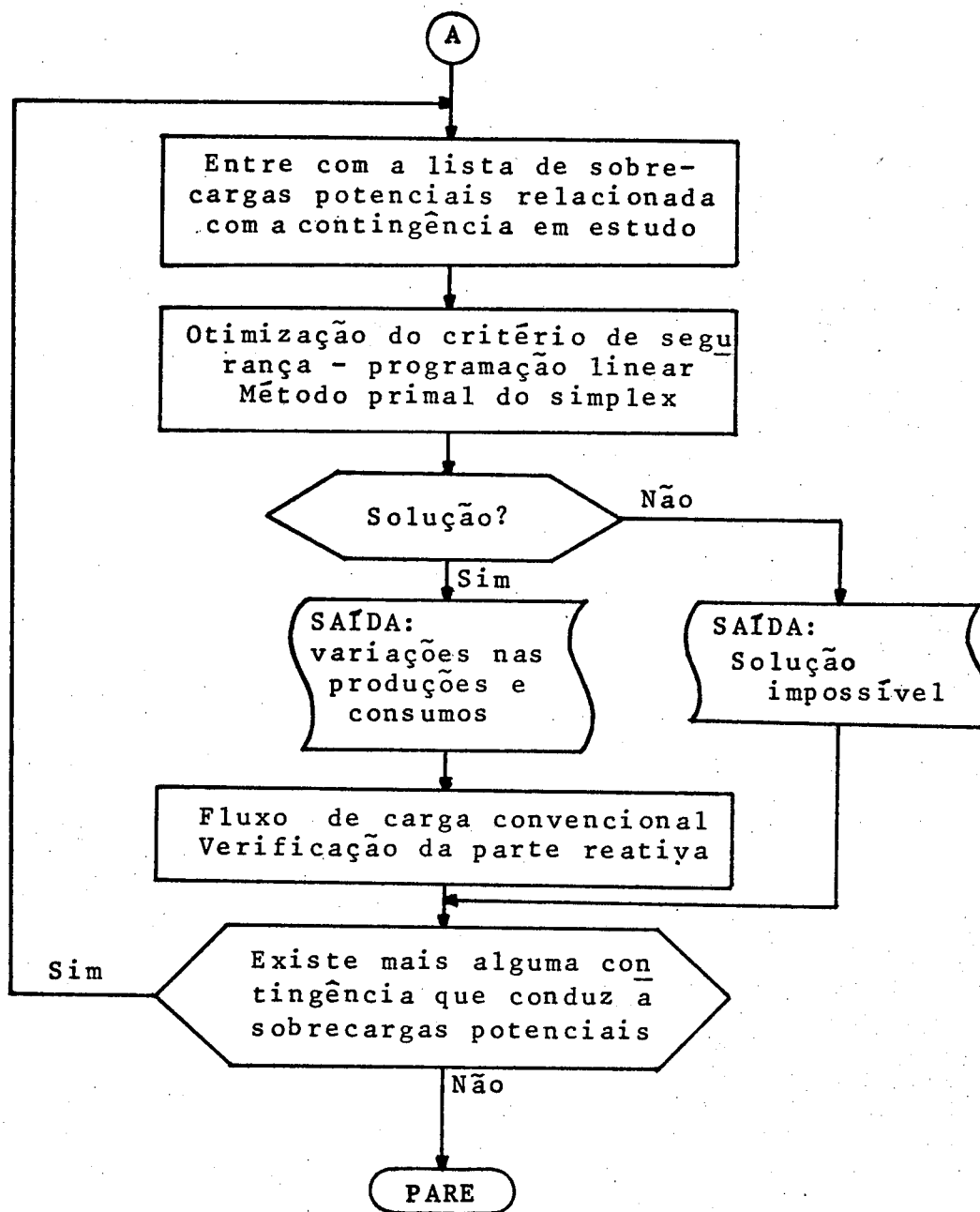


Fig. 4.1: Fluxograma do DGTR (continuação)
PARTE II - Despacho de Segurança

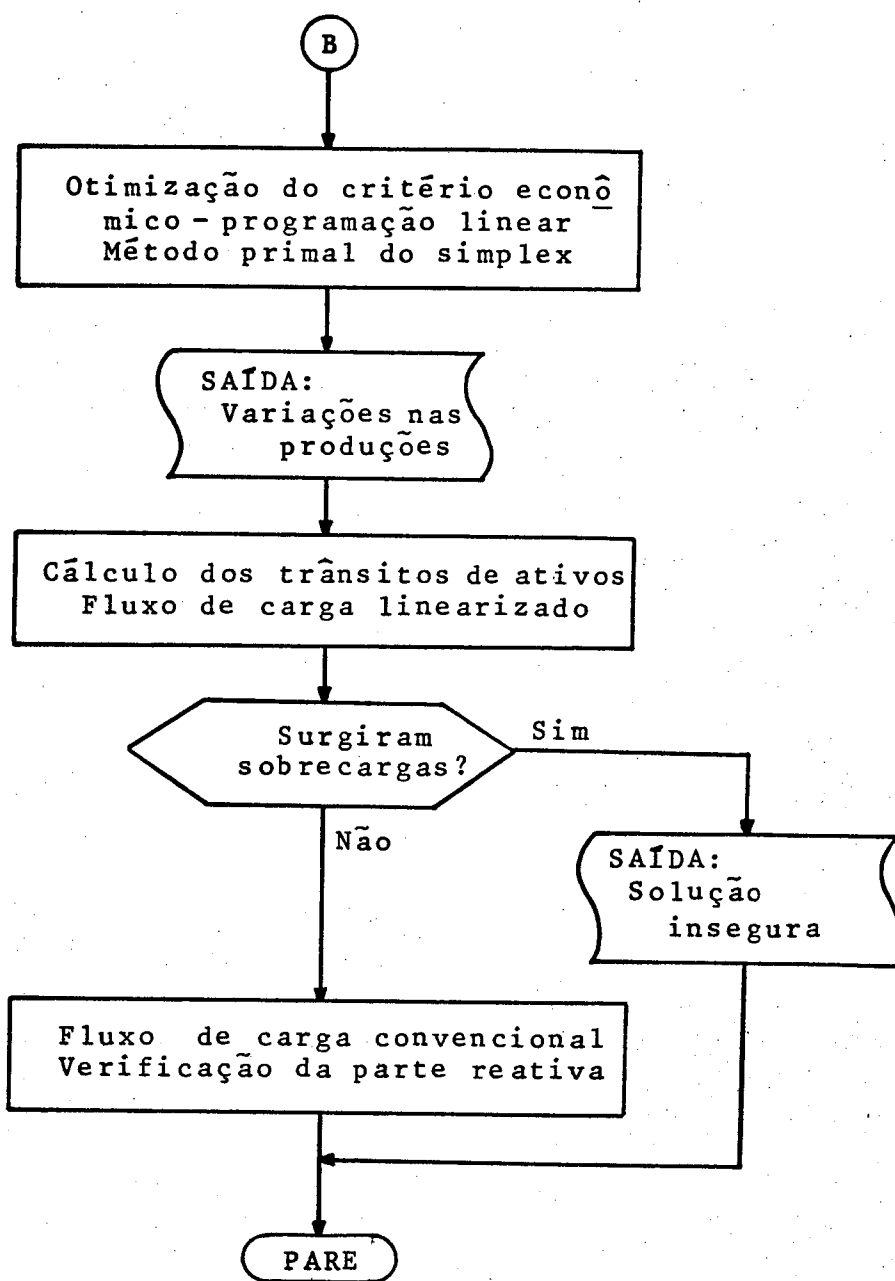


Fig. 4.1: Fluxograma do DGTR (continuação)

PARTE III - Despacho Econômico

status medidos de disjuntores e seccionadores de circuitos. Através deste procedimento, realizado dentro da Monitoração da Segurança (Ítem 2.8), é obtido um modelo elétrico para a rede composta de nós (barras) e ramos (linhas e transformadores).

2º) As características elétricas dos equipamentos de produção e transporte, isto é, as impedâncias série e as susceptâncias paralelo de linhas e transformadores, as admitâncias em paralelos ligadas às barras do sistema (reator ou capacitor), etc.

3º) Os valores das injeções líquidas de potência nas barras (produção-consumo), os módulos e fases das tensões nos nós, os fluxos de potência nos ramos, para as condições previstas no instante t . Estas injeções são obtidas com auxílio da função de Estimacão de Estado através da atualizacão da previsão de carga, da atualizacão dos equivalentes externos utilizando um fluxo de carga em tempo real, como mostrado na figura 2.4.

4º) As características tecno-econômicas dos equipamentos de produção e transporte obtidas por identificacão a partir do desempenho dos equipamentos em operacão ou então diretamente dos fabricantes (caso de equipamentos recebidos recentemente para operacão). Dentre estas destacam-se:

- taxas de tomada e de perda de carga das unidades de geracão,
- custos incrementais de produçã das termelétricas,
- custos incrementais de produçã das hidrelétricas,
- limites térmicos para carregamento de linhas e transformadores,

- limites físicos de produção dos grupos geradores térmicos e hidráulicos.

NOTA: Os custos incrementais de produção b_i das hidrelétricas são de obtenção mais elaborada, pois estão associados ao valor da água, o qual por sua vez só é determinado em associação com a esperança matemática das afluições dos reservatórios, a expectativa futura da utilização da água armazenada até o instante considerado, o fator de re-utilização desta água por aproveitamento mais a jusante na cascata e, em consequência, o custo da produção térmica evitada hora a hora. O cálculo destes coeficientes b_i começa, portanto, a ser delineado bem cedo, a nível do planejamento anual da operação, que trata de fixar, com ênfase na segurança de suprimento, as energias disponíveis para a geração hidráulica. Daí, segue com o pré-despacho semanal que estabelece o plano de marcha dos grupos térmicos e hidráulicos, levando em conta as restrições de produção dos grupos, as restrições de armazenamento nas hidrelétricas decididas a nível anual, as restrições de equilíbrio produção-demanda com a demanda considerada determinada e que permite obter os coeficientes b_i em primeira aproximação. Finalmente, através do pré-despacho a nível diário, em intervalos horários ou de meias-horas, os custos incrementais b_i associados às hidrelétricas são calculados com maior aproximação. Nestas duas últimas etapas, as informações mais recentes sobre as afluições aos reservatórios, as demandas e as disponibilidades de energia hidráulica e de grupos termelétricos e hidrelétricos são consideradas.

5º) As perdas diferenciais associadas a cada barra do sistema, calculadas pelo próprio programa para a situação prevista (instante t).

6º) A lista das sobrecargas potenciais associada a uma contingência dita severa, determinada através de estudos de simulação de contingências de linhas e geradores pela função de Análise de Contingências (descrita no Capítulo 2).

7º) A lista das sobrecargas reais de linhas e transformadores detectados após os resultados apresentados pelo fluxo de carga em tempo real.

8º) A lista das cargas conhecidas como interruptíveis (ver ítem 2.10) e os racionamentos estabelecidos de acordo com contratos entre alguns consumidores e o concessionário responsável pela distribuição da energia elétrica.

4.3 - A implementação do programa

Como já foi comentado, para tornar possível a implementação de um programa de Despacho de Geração em Tempo Real é necessário que algumas funções auxiliares sejam antes implantadas. Particularmente, pode-se citar a função de Análise de Contingência, muito importante na definição dos objetivos a serem buscados pelo DGTR. Para desempenhar o papel desta função, foi incorporada no programa uma sub-rotina, para que assim a eficiência do algoritmo de despacho proposto possa ser discutido. Esta e outras sub-rotinas ou sub-programas serão comentadas a seguir.

4.3.1 - Sub-rotina NEWTON [1], [4]

Objetivo: Fornecer o estado de operação do sistema para:

- 1º) as condições futuras previstas (instante t), para obtenção dos dados do caso base. A partir do conhecimento destes valores é que se procura modificar o

plano de produção para melhorar o nível de segurança ou garantir uma configuração de geração e transmissão mais econômica.

2º) as condições futuras previstas após as soluções apresentadas pelo DS (pós-contingência) ou pelo DE, para verificação da conveniência ou não de tornar efetivas as soluções sugeridas pelo programa.

Procedimento: Trata-se de executar um fluxo de carga convencional baseado no método de Newton-Raphson [4]. Este subprograma desempenha a função do fluxo de carga em tempo real e está indicado no Fluxograma da figura 4.1.

Saída: Sempre que solicitada, esta sub-rotina fornece os seguintes resultados:

- os módulos e fases das tensões de barra (ou nó);
- os fluxos de potência (ativa e reativa) nos ramos;
- as injeções de potência (ativa e reativa) nas barras.

Obs: Os valores para os fluxos de ativos nas linhas no caso base permitem determinar os casos de sobrecargas reais para o Despacho de Segurança.

4.3.2 - Sub-rotina PDIFER [7, 8]

Objetivo: Calcular as perdas diferenciais de potência ativa (λ) para todas as barras do sistema para o instante previsto t .

Procedimento: Trata-se de resolver a equação:

$$J^t \underline{\lambda} = \underline{0} \quad (4.1)$$

discutida no Apêndice C

Observe que o cálculo das perdas diferenciais (λ) necessita a construção do jacobiano ativo (J) para a situação estimada.

O processo utilizado para resolução é o método de Eliminação de Gauss [1]. Em trabalhos posteriores, para reduzir a ocupação de memória e acelerar a solução, deve-se procurar explorar a esparsidade da matriz J resolvendo a equação acima por decomposição triangular (LDU) de J e eliminação ordenada de Gauss.

Saída: Ao final são fornecidos os valores de λ sendo que na barra de referência, λ é fixado, por conveniência, como sendo a unidade.

Obs: Os valores de λ são calculados apenas uma vez e mantidos constantes durante todo o despacho, pois admite-se que as perdas ativas não variam muito ao longo do intervalo de tempo disponível para a execução das soluções obtidas.

4.3.3 - Sub-rotina SIMULA [1]

Objetivo: Simular a lista de contingências previstas de linhas e geradores para detecção de sobrecargas potenciais para o DS.

Procedimento: Corresponde a executar um programa de fluxo de carga linearizado (ver Apêndice B) para a determinação dos trânsitos de potência ativa em todos os ramos do sistema (T) para 3 tipos de contingências simples que são:

- 1) Perda da linha ou transformador (ramo) k - Contingência $\mu(k)$

Neste caso deve-se resolver as expressões:

$$\underline{T}^{\mu(k)} = \underline{S}^{\mu(k)} (\underline{PG} - \underline{PC}) \quad (4.2)$$

$$\underline{S}^{\mu(k)} = \underline{\gamma}^{\mu(k)} \underline{A}^{\mu(k)} (\underline{B}^{-1})^{\mu(k)} \quad (4.3)$$

$$\left| \underline{T}^{\mu(k)} \right| \leq \underline{T}^{\max} \quad (4.4)$$

$$\text{No ramo } k: T_k = 0 \quad (4.4.a)$$

onde:

$\underline{T}^{\mu(k)}$ = vetor do trânsito de ativos em todos os ramos do sistema, exceto no ramo k pois $T_k = 0$. Ordem: $(NL-1)$

$\underline{S}^{\mu(k)}$ = matriz para obtenção dos trânsitos a partir das injeções ($\underline{P} = \underline{PG} - \underline{PC}$). Dimensão: $(NL - 1) \times (NB - 1)$

\underline{PG} = vetor das potências ativas geradas nas barras, exceto a barra de referência. Ordem: $(NB - 1)$

\underline{PC} = vetor das potências ativas consumidas nas barras, exceto a de referência. Ordem: $(NB - 1)$

$\underline{\gamma}^{\mu(k)}$ = matriz diagonal das susceptâncias de ramo modificada pela eliminação do ramo k . Ordem: $(NL - 1)$

$\underline{A}^{\mu(k)}$ = matriz de incidência dos ramos nas barras (exceto ref.) modificada pela eliminação do ramo k . Dimensão: $(NL-1) \times (NB-1)$

$B^{\mu(k)}$ = matriz das susceptâncias de todas as barras, exceto a referência, modificada devido a exclusão do ramo k. Ordem: (NB-1)

2) Perda de uma das linhas da linha dupla k - Contingência $\mu(k)$

Modificam-se apenas alguns elementos da matriz S relacionados com a redução da susceptância do ramo k à metade. Portanto as dimensões dos vetores e matrizes permanecem os mesmos do caso base. Deve-se então resolver as equações seguintes:

$$\underline{T}^{\mu(k)} = S^{\mu(k)} (\underline{PG} - \underline{PC}) \quad (4.5)$$

$$S^{\mu(k)} = \gamma^{\mu(k)} A (B^{-1})^{\mu(k)} \quad (4.6)$$

$$|\underline{T}^{\mu(k)}| \leq \underline{T}^{\max} \quad (4.7)$$

$$\text{No ramo k: } T_k = T_k^{\max}/2 \quad (4.7.a)$$

$\underline{T}^{\mu(k)}$ e $S^{\mu(k)}$ possuem NL e NL x (NB - 1) elementos, respectivamente.

3) Perda de uma unidade geradora associada à barra k - Contingência $\mu(k)$

A matriz S permanece inalterada, sendo modificado apenas o elemento k do vetor de controle PG. Assim, basta resolver a equação matricial (4.8) abaixo.

$$\underline{T}^{\mu(k)} = S(\underline{PG}^{\mu(k)} - \underline{PC}) \quad (4.8)$$

$$|T^{\mu(k)}| \leq T^{\max} \quad (4.9)$$

$$\text{Na barra } k: (PG_k^{\min})^{\mu(k)} \leq PG_k^{\mu(k)} \leq (PG_k^{\max})^{\mu(k)} \quad (4.10)$$

Obs: As equações (4.2), (4.5) e (4.8) são resolvidas pelo método de Eliminação de Gauss.

Saída: Os trânsitos de ativos para todos os ramos são calculados e confrontados com os valores de carregamento máximo admissível em cada ramo (4.4), (4.7) e (4.9). Se houver casos de ultrapassagens dos limites referidos, os índices destes ramos são guardados em um vetor apropriado e fornecidos ao DS como sobrecargas potenciais associadas à contingência em estudo. Caso a simulação de alguma contingência prevista, para o instante t , não resulte numa situação de emergência, diz-se que o sistema é seguro para este caso de contingência.

Obs: 1) Para a contingência tipo 2, o limite máximo de carregamento do ramo sob contingências, k , deve ser reduzido à metade devido à eliminação de uma das linhas da linha dupla k (ver equação 4.7.a).

2) Na contingência do tipo 3, o valor da potência gerada na barra sob contingência k deve ser modificado pela seguinte expressão:

$$PG_k^{\mu(k)} = PG_k^0 - \text{PERDAG}_k \quad (4.10.a)$$

onde PERDAG_k = valor de potência ativa de geração perdida pela barra k pela saída de uma unidade de produção

PG_k^0 = potência ativa gerada na barra k no caso base, isto é, antes da contingência

Também os valores extremos para variação de PG_k devem ser modificados admitindo-se a perda de geração e as taxas de tomada e de perda de carga associados à geração da barra k.

4.3.4 -- Sub-rotina FLUXO [1]

Objetivo: Este sub-programa é utilizado para calcular os trânsitos de ativos em todos os ramos do sistema, após o DGTR ter fornecido uma solução, no sentido de verificar se todas as sobrecargas de ramos foram efetivamente eliminadas pelo DS ou se o DE gera sobrecarga em algum ramo do sistema. No caso do DS, o método primal de solução da PL empregado deve garantir que, uma vez obtida solução, esta deve satisfazer a todas restrições impostas.

A verificação da existência de sobrecargas de ramos na saída do DS serve apenas para testar a eficiência do algoritmo no sentido de eliminar sobrecargas, podendo portanto ser omitida na utilização corrente, como mostrado na figura 4.1.

Procedimento: Trata-se de obter o vetor dos trânsitos de ativos \underline{T} diretamente pela expressão simplificada do fluxo de carga linearizado (Apêndice B):

$$\underline{T} = \underline{S} \underline{P} = \underline{S}(\underline{PG} - \underline{PC}) \quad (4.11)$$

onde todos os termos já foram definidos anteriormente no Capítulo 3.

Saída: Se, a partir da solução fornecida pelo DE for detectado, por esta sub-rotina, algum caso de violação das restrições de trânsito de potência ativa, deve-

-se alertar que a implementação do remanejamento econômico de produção obtido é inviável pois afeta a segurança do sistema.

No caso de se executar este sub-programa após a solução do DS, e terem sido detectadas sobrecargas em linhas ou transformadores, é porque o método de relaxação que reduz o número de restrições, para incluir somente aquelas que estão sendo violadas (ou próximas dos limites), falhou, provavelmente por não considerar alguma restrição importante. Este tipo de problema não foi observado nenhuma vez durante a execução do DGTR desenvolvido neste trabalho, atestando pelo menos, o fechamento do poliedro de restrições da PL, daí porque foi omitida esta análise no fluxograma da figura 4.1.

4.3.5 - Sub-rotina LPGOGO [2,3]

Objetivo: Realizar a otimização do plano de produção vigente no instante t (caso base) segundo objetivos econômicos estabelecidos pelo DE ou de acordo com critérios de segurança estabelecidos pelo DS.

Procedimento: Trata-se de executar um algoritmo de programação linear (PL), utilizando o método primal do simplex e o método de relaxação (discutido no próximo item) para obtenção das soluções ótimas requeridas. A sub-rotina LPGOGO consiste na adaptação de um modelo de programação linear sugerido em [3] segundo as necessidades deste trabalho. A otimização do DGTR requer que tanto a função objetivo como as restrições

sejam lineares ou linearizadas. A solução é obtida em duas fases. Primeiro busca-se uma solução inicial para o simplex para logo então pesquisar a solução ótima, isto é, aquela que maximiza ou minimiza a função objetivo dada. Pode-se resumir este procedimento através da seguinte forma padrão da PL [2]:

$$\text{Máx:} \quad z = \underline{c}^t \underline{x} \quad (4.12)$$

sujeito a,

$$A\underline{x} = \underline{b} \quad (4.13)$$

$$\underline{x} \geq \underline{0}$$

onde:

\underline{x} = vetor das variáveis a otimizar. Ordem n .

z = função objetivo a maximizar (variável escalar).

\underline{c} = vetor dos coeficientes da função objetivo. Ordem n .

\underline{b} = vetor dos elementos do segundo membro. Ordem m .

A = matriz dos coeficientes das restrições. Dimensão $m \times n$.

Observar que todas as restrições de desigualdades lineares podem ser transformadas em igualdades pela introdução de variáveis de folga ou excesso conforme explicado em [2].

Saída:

Se existir uma solução possível para o problema de despacho em estudo (DS ou DE), as alterações nas variáveis de controle que otimizam a função objetivo são fornecidas. Estas são traduzidas no DS como variações nas produções dos grupos geradores e, eventualmente, racionamento de cargas, que devem garantir o estado normal seguro para a contingência em

análise. No DE, são apresentadas ao final, as modificações de geração que minimizam o custo de produção de potência ativa do sistema.

4.4 - Considerações sobre o programa

O programa que executa as funções requeridas pelos despachos, de segurança e econômico, é representado basicamente pela sub-rotina LPGOGO já referida. Esta procura realizar os objetivos propostos pelos DS e DE segundo os modelos matemáticos estabelecidos no capítulo anterior. Para este propósito, esta sub-rotina utiliza o método simplex de programação linear associado com uma técnica de solução chamada método de relaxação aplicado à forma primal do problema do despacho em estudo. No Capítulo 6 são discutidas as vantagens e desvantagens de se resolver o programa do DGTR pelo método simplex executado diretamente na forma primal. Aqui pretende-se apenas considerar e discutir as vantagens do uso do método de relaxação, um artifício matemático importante para tornar o programa do DS possível de ser aplicado em tempo real.

O método de relaxação reduz o número total de restrições do programa de despacho de segurança pois seleciona apenas aquelas restrições de trânsito que são violadas (sobrecargas potenciais) pela contingência em análise, acrescidas com as restrições de trânsito nos ramos que se encontram na eminência de ultrapassagens de seus limites (sobrecargas reais). É assim obtido, a partir do problema completo, um sub-problema menor. Este é então resolvido e, de acordo com [2], pode-se afirmar que:

1- Se a solução do sub-problema é impossível, a solução do problema completo também o é.

2- Se a solução é possível e os resultados apresentados satisfazem também as restrições que foram omitidas (ou relaxadas), então a solução do sub-problema é também solução do problema global.

3- Se a solução é possível e os resultados apresentados não satisfazem uma ou mais restrições que foram suprimidas do problema principal, então a solução encontrada não é também solução do problema global. Neste caso, um procedimento indicado em [6, 7] para resolver este impasse, é o de se refazer o sub-problema com a inclusão das novas restrições em violação e, se desejado, com a exclusão daquelas restrições que não foram violadas na primeira etapa. Este procedimento pode ser executado tantas vezes quanto necessário, até que uma solução possível (ou impossível) seja encontrada.

Como será mostrado, utilizou-se o DS para várias contingências de um sistema exemplo e a aplicação do método de relaxação ao problema primal do simplex não originou nenhum caso que se enquadrasse na terceira descrição acima.

O método de relaxação conduz à redução do número de linhas (que representam as restrições) da matriz de coeficientes A (expressão 4.12) cujos elementos participam da formação do quadro geral do simplex. As vantagens advindas desta observação são as seguintes:

1- redução do número de iterações necessário para encontrar uma solução, já que o número de vértices das soluções viáveis é agora menor.

2- redução do tempo de cálculo gasto por iteração, pois a diminuição do número de linhas de matriz de base associada

ao quadro simplex minimiza o esforço computacional de inversão desta base.

3- redução do espaço de memória no computador destinado à armazenagem dos elementos das matrizes associadas ao simplex. Deve-se observar também que o número de colunas de A (que representam as variáveis) é conseqüentemente em menor número pois as variáveis de folga ou excesso correspondentes as restrições que foram omitidas são eliminadas conjuntamente.

Todas estas observações são importantes no sentido de garantir a funcionalidade do programa de despacho de segurança para a aplicação em tempo real, onde a rapidez na obtenção de soluções representa uma exigência.

4.5 - Conclusões

A implementação do programa do DGTR na operação de um sistema de potência, implica em dispor de várias funções auxiliares como por exemplo, a Estimacão de Estado e a Análise de Contingências. Estas uma vez implantadas, viabilizam os estudos de controle preventivo tal como o realizado pelo DGTR. A coerência de cada uma destas funções auxiliares no cumprimento do seu papel dentro da cadeia informática de programas da operação em tempo real de um sistema de potência, deve influir decisivamente para o bom desempenho do programa de despacho aqui apresentado. Conforme apresentou-se neste capítulo, a ausência destas funções, foi suprida pela inclusão de alguns sub-programas (NEWTON, PDIFER, SIMULA, FLUXO) que procuram desempenhar os mesmos propósitos destas, de acordo com o fluxograma da figura 4.1.

No próximo capítulo, os resultados da aplicação do programa de DGTR a um sistema exemplo são examinados.

CAPÍTULO 5

APLICAÇÃO DO PROGRAMA - RESULTADOS OBTIDOS

5.1 - Introdução

Neste capítulo, os resultados da aplicação do programa de despacho de geração a um sistema de 14 barras e 16 ramos são mostrados e discutidos. É importante ressaltar que alguns dados não são reais mas foram determinados ou observando o comportamento do próprio sistema exemplo ou partindo de dados fornecidos de outros sistemas e adaptando-os ao sistema exemplo. Os principais dados que se enquadram dentro desta observação são os de taxas de tomada e de perda de carga, os dados de racionamento de carga admitidos por barra e os de custo de produção de potência ativa nas barras de geração. A explicação acima se justifica pelas seguintes razões:

a) O sistema exemplo provém da redução de todo o sistema sul do Brasil ao nível de 230KV e acima, com algumas barras de geração passando a representar mais de uma usina elétrica, possuindo daí várias unidades geradoras diferentes. Um problema decorrente deste procedimento é determinar, por exemplo, a taxa de tomada ou de perda de carga a ser associada a cada barra geradora do sistema. Outro, consiste em determinar os custos de produção de potência ativa relacionados com estas mesmas barras.

b) Na circunstância atual, o racionamento de carga é dificilmente uma opção adotada pelo operador por falta de maiores informações do sistema, devido ao aparelhamento ainda deficiente dos COS existentes quanto às necessidades da operação. Daí a

impossibilidade de obter fatores de racionamentos mais condizentes com a realidade, já que o operador conta praticamente com sua intuição na determinação das regras a seguir no caso de uma emergência em potencial (sistema em alerta). Neste trabalho, foi adotado um fator de racionamento de 50% para todas as barras de cargas do sistema sendo que este valor pode ser alterado para qualquer barra sempre que houver necessidade. Este procedimento já é previsto no próprio programa.

5.2 - Sistema exemplo - dados e comentários

O programa do DGTR foi aplicado ao sistema representativo do Sistema Sul do Brasil, como mostrado na figura 5.1, com finalidade de avaliar o desempenho da sua versão atual. Trata-se de um sistema com 14 barras de geração, 14 linhas de transmissão e 2 transformadores com possibilidades de comutação manual de tap.

Os dados de barras e de ramos que representam o ponto de operação previsto (caso base), e a partir do qual são feitos os estudos dos despachos econômico e de segurança, são mostrados nas tabelas 5.1 a 5.7. Estas informações foram obtidas com o auxílio de um fluxo de carga convencional (ver sub-rotina Newton, item 4.3.1) a partir das condições de geração e consumo atualizados para o instante t .

A tabela 5.8 apresenta as perdas diferenciais de potência ativa, calculadas pela sub-rotina PDIFER (item 4.3.2), para todos os nós (barras) do sistema.

A tabela 5.9 mostra as características tecno-econômicas adotadas para as barras de geração do sistema (nós 1, 2, 3 e 4), destacando os valores assumidos para as taxas de tomada e de

perda de carga e para os custos de produção de potência ativa associados a estas barras geradoras.

A tabela 5.10 mostra os limites máximos e mínimos para as variáveis de produção do despacho de geração calculados em torno das gerações previstas para o caso base (tabela 5.6) através da aplicação das taxas de tomada e de perda de carga adotadas na tabela 5.9. Os resultados são os limites dos desvios de produção para menos e para mais em torno do caso base.

Já na tabela 5.11, com base na hipótese de admissão de racionamento de 50% em todas as cargas, obtém-se a partir dos dados da tabela 5.2, os limites para a variação da demanda interruptível.

Finalmente, a tabela 5.12 apresenta os resultados obtidos para os trânsitos de potência ativa nos ramos do sistema, calculados por meio de um fluxo de carga linearizado (sub-rotina FLUXO, ítem 4.3.4) em duas etapas, uma considerando e a outra desprezando as perdas ativas. Os valores para os trânsitos nos ramos em ambos os casos são então confrontados entre si e também com os valores de trânsitos de ativos obtidos a partir do fluxo de carga convencional conforme mostrado na tabela 5.7.

Abaixo de cada tabela são feitas algumas observações que visam auxiliar o entendimento do conteúdo apresentado e também alertar para algum dado ou resultado que seja de interesse no trabalho.

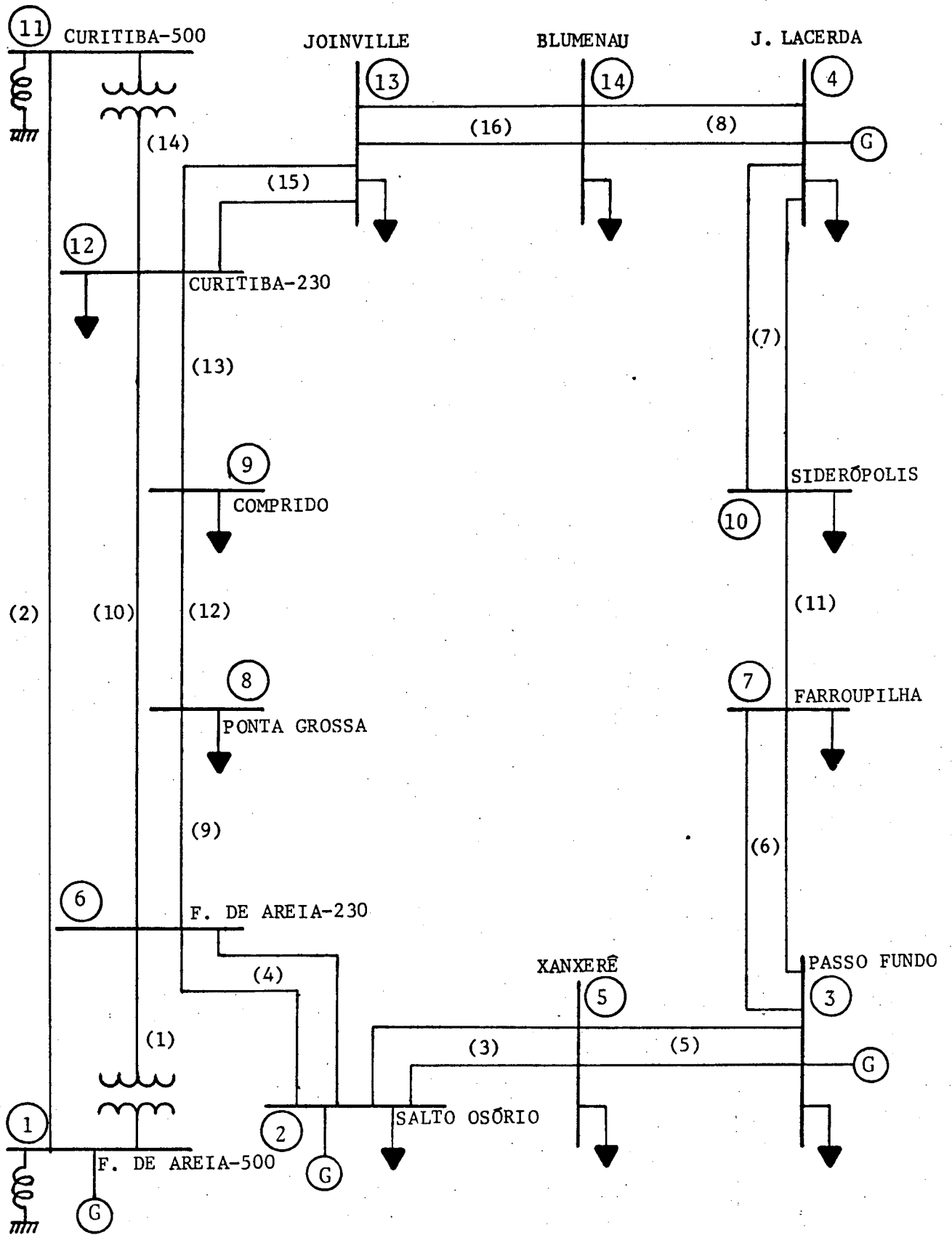


Fig. 5.1: Representação do Sistema Sul do Brasil nos níveis de tensão de 230KV e 500KV

Tabela 5.1 - Dados dos ramos do sistema da Fig. 5.1

RAMO	DA BARRA	PARA BARRA	RESISTÊNCIA (PU)	REATÂNCIA (PU)	SUSCEPTÂNCIA (PU)
1	1	6	0,0	0,0125	0,0
2	1	11	0,0022	0,0274	1,6750
3	2	5	0,0158	0,0810	0,1392
4	2	6	0,0152	0,0784	0,2700
5	3	5	0,0076	0,0395	0,1352
6	3	7	0,0223	0,1186	0,4087
7	4	10	0,0048	0,0245	0,0843
8	4	14	0,0187	0,0971	0,3338
9	6	8	0,0345	0,1785	0,1535
10	6	12	0,0446	0,2315	0,1985
11	7	10	0,0383	0,1908	0,1704
12	8	9	0,0164	0,0841	0,0734
13	9	12	0,0038	0,0196	0,0169
14	11	12	0,0	0,0125	0,0
15	12	13	0,0093	0,0475	0,1654
16	13	14	0,0064	0,0326	0,1146

- Obs: 1- Os dados para cada ramo que representa uma linha dupla constitui uma combinação das duas linhas.
- 2- A susceptância mostrada acima para cada ramo é a metade da susceptância real.
- 3- A base adotada é de 100MVA.
- 4- Na barra 1 existe um reator de 143,7 MVAR a 1,0 pu e na barra 11 um reator de 125,5 MVAR a 1,0 pu.

Tabela 5.2 - Dados das barras do sistema da Fig. 5.1

Valores representativos do caso base.

BARRA	TIPO	POTÊNCIA ATIVA (MW)			POTÊNCIA REATIVA (MVAR)		
		GERADA	CONSUMIDA	INJEÇÃO	GERADA	CONSUMIDA	INJEÇÃO
1	Ref	*	0,0	0,00	*	0,00	0,00
2	PV	342,97	271,00	71,97	*	-59,00	59,00
3	PV	280,00	111,00	169,00	*	-36,00	36,00
4	PV	347,52	64,00	283,52	*	18,00	-18,00
5	PQ		93,00	-93,00		1,00	-1,00
6	PQ		0,00	0,00		0,00	0,00
7	PQ		358,00	-358,00		-11,00	11,00
8	PQ		39,00	-39,00		5,00	-5,00
9	PQ		84,00	-84,00		38,00	-38,00
10	PQ		73,00	-73,00		46,30	-46,30
11	PQ		0,00	0,00		0,00	0,00
12	PQ		119,00	-119,00		9,00	-9,00
13	PQ		228,00	-228,00		64,00	-64,00
14	PQ		105,00	-105,00		36,00	-36,00

Obs: 1- A classificação das barras como Ref., PV e PQ é usado na execução do fluxo de carga para obtenção dos fluxos nas linhas das tensões nas barras (exceto referência) e das injeções líquidas de potência nas barras PV.

2- Os valores assinalados com um * são obtidos após a execução do fluxo de carga (ver tabela 5.6).

3- É conveniente adotar a barra de referência e a barra de folga como sendo a barra 1. Contudo, já que isto não é uma condição essencial [18], o programa implantado admite outra barra para referência.

Tabela 5.3 - Valores de tensão nas barras de tensão controlada (PV) e na barra de referência do sistema da Fig. 5.1.

BARRA	TIPO	T E N S Ã O	
		MODULO (PU)	ÂNGULO (GRAUS)
1	Ref	0,953	0,0
2	PV	1,050	
3	PV	1,050	
4	PV	1,037	

Obs: 1- Os módulos das tensões nas barras 2 e 3 se encontram nos limites máximos ($0,95 \text{ pu} < V_i < 1,05 \text{ pu}$).

2- Em caso de contingências estes limites podem ser ampliados para a faixa compreendida entre 0,90 e 1,10 pu.

Tabela 5.4 - Limites de potência ativa e reativa geradas nas barras de geração do sistema da Fig. 5.1

BARRA	TIPO	POT. ATIVA (MW)		POT. REATIVA (MVAR)	
		MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO
1	Ref	233	2457	-894	978
2	PV	120	550	-246	246
3	PV	21	280	-174	153
4	PV	46	480	-130	268

Obs: Para os dados acima, faz-se a suposição que todas as unidades de geração relacionadas a uma dada barra estão em linha. Após a solução, é então feita a distribuição apropriada da potência entre as geradoras de cada usina.

Tabela 5.5 - Limites térmicos para o fluxo de potência aparente nos ramos da Figura 5.1

RAMO	LIMITES MÁXIMOS (MVA)	
	ESTADO NORMAL	EST. EMERGÊNCIA
1	1400	1600
2	1100	1636
3	264	558
4	264	558
5	264	558
6	264	558
7	264	558
8	264	424
9	132	279
10	132	212
11	132	279
12	202	202
13	202	202
14	1400	1600
15	264	558
16	264	424

- Obs: 1- No caso de linha dupla estão computados ambas as linhas. São, no caso, os ramos 3 a 8, 15 e 16.
- 2- No caso de se admitir uma contingência de perda de uma das linhas de uma linha dupla os limites acima referentes ao ramo em questão são reduzidos à metade.
- 3- Os limites relativos ao estado de emergência não foram utilizados neste trabalho para forçar o sistema a trabalhar dentro dos limites normais de trânsito.

Tabela 5.6 - Valores das variáveis de barra (tensão e potência) após a execução do fluxo de carga. Valores representativos do caso base.

BARRA	TIPO	TENSÃO-PU (MÓDULO)	POTÊNCIA GERADA	
			ATIVA-MW	REATIVA-MVAR
1	Ref	0,953	617,97	-53,84
2	PV	1,050	342,97	-101,38
3	PV	1,050	280,00	-50,43
4	PV	1,037	347,52	63,60
5	PQ	1,050		
6	PQ	1,050		
7	PQ	1,004		
8	PQ	1,000		
9	PQ	0,972		
10	PQ	1,022		
11	PQ	0,950		
12	PQ	0,974		
13	PQ	0,950		
14	PQ	0,968		

Tabela 5.7 - Valores das variáveis de ramo após a execução do fluxo de carga. Valores representativos do caso base.

RAMO	DA BARRA	PARA BARRA	FLUXO DE POTÊNCIA NOS RAMOS				
			ATIVA-MW	REAT.-MVAR	APAR.-MVA	MVA _{máx}	MW _{máx}
1	1	6	243,25	-33,16	245,49	1400	1399,43
	6	1	-243,25	40,05	246,52		
2	1	11	374,73	-151,20	404,08	1100	1089,56
	11	1	-371,33	109,80	387,22		
3	2	5	174,79	-36,92	178,65	264	261,41
	5	2	-170,35	29,03	172,80		
4	2	6	102,82	-5,46	102,97	264	259,94
	6	2	-104,36	-46,13	114,10		
5	3	5	-76,92	2,47	76,96	264	262,29
	5	3	77,35	-30,04	82,98		
6	3	7	245,92	-16,90	246,50	264	263,46
	7	3	-233,53	-3,41	233,55		
7	4	10	205,67	20,14	206,65	264	262,49
	10	4	-203,74	-28,18	205,68		
8	4	14	77,85	25,46	81,90	264	250,37
	14	4	-76,14	-83,72	113,16		
9	6	8	74,50	2,25	74,54	132	129,62
	8	6	-72,65	-24,94	76,81		
10	6	12	64,38	3,82	64,49	132	127,42
	12	6	-62,43	-34,47	71,32		
11	7	10	-124,47	14,42	125,30	132	130,75
	10	7	130,74	-18,12	131,99		
12	8	9	33,65	19,94	39,11	202	199,35
	9	8	-33,64	-32,62	46,65		
13	9	12	-50,66	-5,37	50,94	202	201,93
	12	9	50,76	2,71	50,83		
14	11	12	371,32	-3,51	371,34	1400	1399,83
	12	11	-371,32	21,71	371,96		
15	12	13	263,99	1,05	264,00	264	263,98
	13	12	-257,15	3,30	257,17		
16	13	14	29,15	-67,30	73,34	264	255,28
	14	13	-28,86	47,72	55,76		
PERDA DE POTÊNCIA			43,47	-497,17	499,07		

Obs: O limite máximo de fluxo de potência ativa nas linhas é calculado pela expressão abaixo sugerida em [18].

$$T_j^{\max} = \left[(F_j^{\max})^2 - (FR_j^0)^2 \right]^{1/2} \quad j = 1, NL$$

onde:

F_j^{\max} = Fluxo de potência aparente máximo no ramo j, para o sistema em regime normal (Tabela 5.5)

FR_j^0 = Fluxo de potência reativa no ramo j para o caso base.

T_j^{\max} = Fluxo de potência ativa máximo admitido para o ramo j. Este valor é fixado durante todo o estudo das contingências pois supõe-se que os fluxos de reativos (FR_j) não variam muito quando a potência ativa é ajustada como no caso do DGTR.

Nos ramos 11 e 15, os trânsitos de potência ativa ultrapassam 95% dos valores máximos estabelecidos. Tem-se aqui 2 casos de sobrecargas reais para o DS.

Tabela 5.8 - Perdas diferenciais de potência ativa nas barras do sistema da figura 5.1. Valores representativos do caso base.

BARRA	PERDA DIFERENCIAL
1	1,0
2	1,026
3	1,090
4	1,067
5	1,079
6	0,998
7	1,208
8	1,031
9	1,033
10	1,088
11	1,025
12	1,027
13	1,085
14	1,092

Obs: A perda diferencial na barra 1 (barra de referência) foi adotada como 1,0 no início do cálculo. Para detalhes ver Apêndice C.

Tabela 5.9 - Características tecno-econômicas das barras de geração do sistema da Figura 5.1.

BARRA	TTC (MW/min)	TPC (MW/min)	CUSTO DE GERAÇÃO (\$/MW)
1	30,0	30,0	1,2
2	30,0	30,0	1,1
3	30,0	30,0	1,0
4	3,0	3,0	2,0

Obs: 1- Os valores apresentados não são reais. Trata-se de valores médios aproximados, determinados para cada barra de geração, de acordo com os tipos de unidades de produção que alimentam estas barras.

2- Nas barras 1, 2 e 3 temos somente unidades hidráulicas de geração e na barra 4 somente, unidades térmicas (Jorge Lacerda I, II e III).

3- Os valores referentes aos custos de geração de barra são modificados posteriormente para mostrar a eficiência do DE conforme discutido no item 5.5.

Tabela 5.10 - Limites admissíveis para variação de produção de potência ativa nas barras de geração para o DGTR

BARRA	POTÊNCIA ATIVA (MW)			DESVIOS DE PRODUÇÃO (MW)	
	ATUAL	MÍNIMA	MÁXIMA	NA DESCIDA	NA SUBIDA
1	617,97	557,97	677,97	60,0	60,0
2	342,97	282,97	402,97	60,0	60,0
3	280,00	220,00	280,00	60,0	0,0
4	347,52	341,52	353,52	6,0	6,0

Obs: A tabela 5.4 mostra para cada barra de geração os limites máximo e mínimo de potência gerada, segundo as capacidades nominais máximas e mínimas dos grupos ou unidades geradoras ligadas à barra.

No DGTR, o fator tempo deve ser considerado na determinação destes limites, conforme explicado no capítulo 3, ítem 3.4.b. Admitindo-se que o intervalo de tempo disponível para implementar as modificações no plano de produção sugeridas pelo despacho seja de 2,0 minutos, e partindo dos dados da tabela 5.9 chega-se aos resultados acima, onde os valores de potência ativa gerada atual (caso base) são também mostrados para efeito comparativo.

Tabela 5.11 - Limites de racionamento de potência ativa nas barras de carga para o DGTR (DS).

BARRA	POTÊNCIA ATIVA DE CARGA (MW)		
	ATUAL (CASO BASE)	MÁXIMA ADMISSÍVEL	RACIONAMENTO
2	271,0	135,5	135,5
3	111,0	55,5	55,5
4	64,0	32,0	32,0
5	93,0	46,5	46,5
7	358,0	179,0	179,0
8	39,0	19,5	19,5
9	84,0	42,0	42,0
10	73,0	36,5	36,5
12	119,0	59,5	59,5
13	228,0	114,0	114,0
14	105,0	52,5	52,5

Obs: 1- Os valores de racionamento mostrados acima foram estimados como sendo uma percentagem do valor atual (caso base) para assim mostrar a efetividade do algoritmo do DGTR. No caso presente a percentagem de racionamento admitido é de 50% da potência consumida por cada barra de carga. Pode-se adotar racionamentos diferenciados por barra, mas neste caso optou-se por considerá-los com percentagens iguais.

2- Caso não seja admitido racionamento para alguma barra de carga, deve-se entrar com um fator de racionamento (β) igual a zero para a barra em questão para aplicação da equação (3.16) - ver figura 3.4.2.

Tabela 5.12 - Trânsitos de potência ativa sobre os ramos do sistema da figura 5.1, obtidos a partir de um fluxo de carga linearizado comparados com os trânsitos obtidos a partir do fluxo de carga convencional - caso base.

RAMO	TRÂNSITO MÁXIMO (MW)	TRÂNS. (MW) - TABELA 5.7		TRANS. (MW) - FLUXO LINEARIZADO			
		VALOR MÉDIO	% CARREGAMENTO	I- SEM PERDAS		II- COM PERDAS	
				VALOR	DESVIO %	VALOR	DESVIO %
1	1399,43	243,25	17,38	197,96	18,62	217,52	10,58
2	1089,56	373,03	24,24	376,56	0,95	392,33	5,17
3	261,41	172,57	66,01	151,07	12,46	163,50	8,76
4	259,94	103,59	39,85	79,10	23,64	93,73	9,52
5	262,29	77,14	29,41	58,07	24,72	68,64	11,02
6	263,46	239,73	90,99	227,07	5,28	231,97	3,23
7	262,49	204,71	77,99	203,93	0,38	211,86	3,49
8	250,37	77,00	30,75	79,59	3,36	70,13	9,09
9	129,62	73,58	56,77	64,64	12,15	66,22	10,00
10	127,42	63,41	49,76	54,21	14,51	55,79	12,01
11	130,75	127,61	97,60	130,92	*2,59	134,74	*5,59
12	199,35	33,65	16,88	25,64	23,80	26,47	21,33
13	201,93	50,71	25,11	58,36	15,09	57,65	13,69
14	1399,83	371,32	26,53	376,56	1,41	390,79	5,24
15	263,98	260,57	98,71	253,41	2,75	266,36	*2,22
16	255,28	29,01	11,36	25,41	12,41	35,46	22,23

Obs: 1- O * indica ultrapassagem do limite especificado

2- Maiores erros relativos:

- a) Fluxo de carga linearizado s/ perdas - ramo 4 - 23,64%
- b) Fluxo de carga linearizado c/ perdas - ramo 16 - 22,23%

Análise dos resultados apresentados na tabela 5.12

1) Os ramos carregados acima de 75% de sua capacidade nominal máxima, isto é, os ramos 6, 7, 11 e 15, tiveram os valores de trânsitos calculados pelo fluxo de carga linearizado (com ou sem perdas) com um erro percentual menor que 6% em relação aos mesmos trânsitos calculados a partir do fluxo de carga não linearizado (ou convencional).

2) Os maiores erros relativos percentuais no cálculo dos trânsitos ocorreram nos ramos menos carregados.

Por exemplo:

ramo 4 - carregamento de 39,85% - erros de 23,64% e 9,52%

ramo 16 - carregamento de 11,36% - erros de 12,41% e 22,23%

Conclusões:

1) Como no Despacho de Segurança os trânsitos que devem ter valores mais precisos são os dos ramos mais carregados os resultados apresentados acima respondem a esta necessidade de algoritmo.

2) A consideração das perdas tende a elevar os valores calculados para os trânsitos nos ramos em geral (exceção aos ramos 8 e 13, no exemplo). A desvantagem deste procedimento está em aumentar ligeiramente o tempo de cálculo do DS para cada contingência. Também devido ao fato de as linhas mais carregadas mostrarem uma precisão relativamente boa no cálculo dos trânsitos de ativos pelo fluxo de carga linearizado, quer se considere ou não as perdas das linhas, estas perdas podem ser desprezadas no DS.

Obs: O programa é provido de uma chave que permite a opção de se considerar as perdas das linhas no DS, bastando para isto fazer $K \text{ PERDA} \neq 0$.

5.3 - Resultados da Análise de Contingências

Foram analisados os três tipos de contingências simples, já referidos (item 4.3.3), ou seja:

TIPO 1: Perda de um ramo (linha ou transformador)

TIPO 2: Perda de uma das linhas de uma linha dupla

TIPO 3: Perda de uma unidade de geração.

Para o sistema exemplo, com 14 barras (4 barras de geração) e 16 ramos (8 dos quais representando linhas dupla) existem 28 casos de contingências simples possíveis de serem analisadas. Aqui foram tabelados apenas os casos cuja simulação resultam em sobrecargas, ou nos equipamentos de transmissão ou nos de produção, resultando os 22 casos da tabela 5.13.

É importante ressaltar que o número de casos analisados é muito grande quando comparado com o tamanho do sistema. Isto porque não houve preocupação em se introduzir um fator de probabilidade de ocorrência de cada contingência segundo o histórico de operação, nem é indicado nenhuma influência do operador na escolha das contingências mais prováveis. É claro que para aplicação do programa na prática é necessário que estes fatores sejam considerados para limitar o número de casos a serem analisados, tornando possível, durante a operação em tempo real, o exame de opções para resolver os casos de contingências que produzem sobrecargas potenciais. Campagnolo [48] apresenta os principais algoritmos existentes na literatura sobre a seleção automática de contingências e aplica os programas desenvolvidos no departamento de engenharia elétrica da UFSC a alguns exemplos testes típicos.

Tabela 5.13 - Resultados de Análise de Contingência

CASO Nº	DESCRIÇÃO DO CASO	TIPO DA CONTING	SOBRECARGAS	
			EQUIPAMENTOS	%
1	Remoção do ramo 1 (trafo)	1	Linha 11 Linha 15	23,13 7,39
2	Remoção do ramo 2	1	Linha 6 Linha 9 Linha 10	7,90 60,90 80,23
3	Remoção do ramo 3	1	Linha 7 Linha 11 Linha 15	35,24 115,68 53,23
4	Remoção do ramo 4	1	Linha 7 Linha 11 Linha 15	7,82 60,63 25,96
5	Remoção do ramo 5	1	Linha 11 Linha 15	44,55 18,00
6	Remoção do ramo 6	1	Linha 7 Linha 11 Linha 15	64,20 173,80 82,02
7	Remoção do ramo 7	1	Linha 3 Linha 4 Linha 6 Linha 8	35,80 8,88 63,59 13,24
8	Remoção do ramo 8	1	Linha 7 Linha 11 Linha 15	8,01 61,01 26,15
9	Remoção do ramo 11 (trafo)	1	Linha 3 Linha 6	7,88 35,88
10	Remoção do ramo 13	1	Linha 11	2,67
11	Remoção do ramo 14	1	Linha 6 Linha 9 Linha 10	7,90 60,90 80,23
12	Remoção do ramo 15	1	Linha 3 Linha 4 Linha 5 Linha 6 Linha 8	54,74 27,92 18,76 82,38 33,00
13	Remoção de uma linha do ramo 3	2	Linha 3 Linha 11 Linha 15	4,28 11,44 1,59
14	Remoção de uma linha do ramo 4	2	Linha 11	5,88
15	Remoção de uma linha do ramo 5	2	Linha 11	2,36
16	Remoção de uma linha do ramo 6	2	Linha 6 Linha 11 Linha 15	48,76 23,93 7,78
17	Remoção de uma linha do ramo 7	2	Linha 7	50,44
18	Remoção de uma linha do ramo 8	2	Linha 11	7,14
19	Remoção de uma linha do ramo 15	2	Linha 15	80,51
20	Remoção de uma unidade geradora de 175MW da barra 2	3	Linha 11 Linha 15	15,77 3,74
21	Remoção de uma unidade geradora de 30MW da barra 3	3	Barra 3 Linha 11	12,00 6,51
22	Remoção de uma unidade geradora de 125MW da barra 4	3	Linha 15	30,33

OBSERVAÇÕES:

1- As contingências de linhas ou geradores que não resultaram em alguma sobrecarga nos equipamentos do sistema foram omitidas na tabela 5.13.

São as seguintes contingências:

TIPO 1: Remoção dos ramos 9, 10, 12 e 16

TIPO 2: Remoção de uma linha do ramo 16

TIPO 3: Remoção de uma unidade geradora da barra 1
(barra de folga)

2- Note que existe uma maior probabilidade de perda de apenas uma das linhas de uma linha dupla do que a perda das duas linhas simultaneamente. Isto quer dizer que os casos de 3 a 8 e o 12, são menos prováveis de ocorrerem que os casos de 13 a 19, todos referentes à ramos com duas linhas paralelas (ver Fig. 5.1)

5.4 - Resultados da aplicação do Despacho de Segurança

A utilização do DS para eliminação das sobrecargas provenientes da simulação de cada caso de contingência apresentado na tabela 5.13 é então realizada e os resultados são mostrados abaixo.

GERAÇÃO (MW)				CARGA (MW)			
BARRA	PREVISTA	REQUERIDA	DESVIO	BARRA	PREVISTA	REQUERIDA	DESVIO
	<u>CASO 1:</u>	<u>Remoção</u>	<u>do ramo</u>	<u>1</u>			
1	617,97	557,97	-60,00	7	358,00	303,93	-54,07
2	342,97	344,02	1,05				
4	347,52	341,52	-6,00				
	<u>CASO 2:</u>	<u>Remoção</u>	<u>do ramo</u>	<u>2</u>			
	Solução impossível						
	<u>CASO 3:</u>	<u>Remoção</u>	<u>do ramo</u>	<u>3</u>			
	Solução impossível						
	<u>CASO 4:</u>	<u>Remoção</u>	<u>do ramo</u>	<u>4</u>			
	Solução impossível						
	<u>CASO 5:</u>	<u>Remoção</u>	<u>do ramo</u>	<u>5</u>			
1	617,97	622,13	4,16	3	111,00	55,50	-55,50
2	342,97	282,97	-60,00	7	358,00	355,25	-2,75
4	347,52	341,52	-6,00				
	<u>CASO 6:</u>	<u>Remoção</u>	<u>do ramo</u>	<u>6</u>			
	Solução impossível						
	<u>CASO 7:</u>	<u>Remoção</u>	<u>do ramo</u>	<u>7</u>			
	Solução impossível						
	<u>CASO 8:</u>	<u>Remoção</u>	<u>do ramo</u>	<u>8</u>			
	Solução impossível						
	<u>CASO 9:</u>	<u>Remoção</u>	<u>do ramo</u>	<u>11</u>			
1	617,97	637,08	-19,11	7	358,00	263,46	-94,54
2	342,97	282,97	-60,00				
3	280,00	220,00	-60,00				
4	347,52	341,52	-6,00				

GERAÇÃO (MW)				CARGA (MW)			
BARRA	PREVISTA	REQUERIDA	DESVIO	BARRA	PREVISTA	REQUERIDA	DESVIO
	<u>CASO 10:</u>	<u>Remoção</u>	<u>do ramo 13</u>				
1	617,97	583,39	-34,58				
2	342,97	402,97	60,00				
3	280,00	261,12	-18,88				
4	347,52	341,52	-6,00				
	<u>CASO 11:</u>	<u>Remoção</u>	<u>do ramo 14</u>				
	Solução impossível						
	<u>CASO 12:</u>	<u>Remoção</u>	<u>do ramo 15</u>				
	Solução impossível						
	<u>CASO 13:</u>	<u>Remoção</u>	<u>de uma linha do ramo 3</u>				
1	617,97	557,97	-60,00				
2	342,97	384,30	41,33	3	111,00	104,03	-6,97
4	347,52	341,52	-6,00	7	358,00	344,42	-13,58
	<u>CASO 14:</u>	<u>Remoção</u>	<u>de uma linha do ramo 4</u>				
1	617,97	581,19	-36,78				
2	342,97	402,97	60,00				
3	280,00	263,14	-16,86				
4	347,52	341,52	-6,00				
	<u>CASO 15:</u>	<u>Remoção</u>	<u>de uma linha do ramo 5</u>				
1	617,97	580,61	-37,37				
2	342,97	402,97	60,00				
3	280,00	263,67	-16,33				
4	347,52	341,52	-6,00				
	<u>CASO 16:</u>	<u>Remoção</u>	<u>de uma linha do ramo 6</u>				
1	617,97	623,58	5,61	7	358,00	262,48	-95,52
2	342,97	294,98	-47,99				
3	280,00	220,00	-60,00				
4	347,52	341,52	-6,00				
	<u>CASO 17:</u>	<u>Remoção</u>	<u>de uma linha do ramo 7</u>				
1	617,97	557,97	-60,00	7	358,00	272,28	-85,72
2	342,97	282,97	-60,00	10	73,00	0,50	-72,50
3	280,00	230,02	-49,98				
4	347,52	341,52	-6,00				
	<u>CASO 18:</u>	<u>Remoção</u>	<u>de uma linha do ramo 8</u>				
1	617,97	559,76	-58,21	7	358,00	355,47	-2,53
2	342,97	402,97	60,00				
4	347,52	341,52	-6,00				

GERAÇÃO (MW)				CARGA (MW)			
BARRA	PREVISTA	REQUERIDA	DESVIO	BARRA	PREVISTA	REQUERIDA	DESVIO
Solução impossível							
CASO 19: Remoção de uma linha do ramo 15							
CASO 20: Remoção de uma unidade (175MW) da barra 2							
1	617,97	611,95	-6,02				
2	342,97	375,00	32,03				
3	280,00	261,24	-18,76				
4	347,52	341,52	-6,00				
CASO 21: Remoção de uma unidade (30MW) da barra 3							
1	617,97	596,05	-21,92				
2	342,97	402,97	60,00				
3	280,00	249,50	-30,50				
4	347,52	341,52	-6,00				
CASO 22: Remoção de uma unidade (125MW) da barra 4							
1	617,97	596,05	-21,92				
2	342,97	402,97	60,00				
3	280,00	249,50	-30,50				
4	347,52	341,52	-6,00				

Tabela 5.14 - Resultados do Despacho de Segurança

Análise dos resultados do DS:

1. O ponto de operação do sistema de potência exemplo que foi tomado como base (caso base) e a partir do qual são realizadas as modificações no intuito de evitar sobrecargas, consiste de um ponto bastante crítico. Isto porque já existem dois ramos com suas capacidades de transmissão praticamente esgotadas (ramos 11 e 15) sendo quase sempre sobrecarregados quando um caso de contingência é simulado. Daí porque apenas 6 dos 28 casos de contingências possíveis não ocasionam sobrecargas na rede.
2. O número de casos que revelou impossibilidade de solução (9 casos) apesar de ser relativamente alto não significa um resultado alarmante pelas seguintes razões:

- a) A observação 2 do ítem anterior salienta que os casos 3, 4, 5, 6, 7 e 8 com soluções impossíveis para contingências relativas a perda das duas linhas de uma linha dupla são menos prováveis de acontecerem que os casos 13, 14, 15, 16, 17 e 18 para perda de uma das linhas destas linhas duplas cujas soluções revelaram ser possíveis. Pode-se notar também que dentro das limitações físicas e técnicas do sistema impostas ao Despacho de Segurança a única linha dupla que não apresentou solução para remoção de uma de suas linhas foi a 15 (caso 19), mesmo admitindo-se alívio de carga total nas barras de carga do sistema.
- b) O tempo admitido para o operador executar as ações corretivas no sentido de prevenir contra as sobrecargas potenciais detectadas foi propositalmente pequeno (2 minutos). No caso de se aumentar este tempo, de acordo com conveniência da situação de operação corrente, penalizado pela experiência do operador, as margens de variação de geração disponíveis para o despacho serão ampliadas. Esta ação deverá tornar possível alguns casos em que não se estava encontrando solução para uma determinada contingência.
- c) Os limites máximos para os trânsitos de potência ativa nos ramos foram os admitidos para o estado normal conforme mostrado na tabela 5.5. No caso de se admitir um alargamento destes limites para os casos de emergência em potencial (isto é, aqueles detectados pelo DS), os números de soluções impossíveis tenderia a reduzir-se grandemente.

Considerações sobre o tempo de CPU gasto pelo DS:

O DS foi executado várias vezes em dias e horários diferentes, utilizando um computador IBM 4341, e se constatou que o tempo de CPU gasto pelo programa variou ligeiramente para cada caso de contingência analisado e também mostrou-se diferente de contingência para contingência, resultando nos seguintes valores médios aproximados:

- 1) Solução de uma contingência de ramo:
Tempo de execução: 29,0 segundos
- 2) Solução de uma contingência de geração:
Tempo de execução: 31,0 segundos
- 3) Solução impossível para uma dada contingência:
Tempo de execução: 32,5 segundos

Observe que estes tempos são bastante elevados face aos objetivos pretendidos pelo DS pois se fossem analisados 6 casos de contingências seriam necessários aproximadamente 3 minutos de CPU. Como deve-se deixar algum tempo para o operador analisar as soluções fornecidas pelo DS e como existem meios para redução do consumo atual de tempo do programa, deve-se empreender esforços neste sentido. No capítulo 6 são mostradas algumas alternativas possíveis para reduzir o tempo de CPU gasto pelo presente programa de despacho, considerando desde uma modificação na formulação matemática adotada até os possíveis melhoramentos no algoritmo de solução (método simplex), explorando as características peculiares ao modelo. Isto implica também na redução do número de iterações gasto pelo DS (situada entre 40 a 51 iterações, incluindo as iterações necessárias à Fase 1 do simplex).

5.5 - Resultados do Despacho Econômico

Antes de apresentar os resultados da aplicação do Despacho Econômico ao sistema da figura 5.1 é necessário fazer as seguintes observações:

a) Os dados relativos ao custo de geração associado à cada barra de geração do sistema dependem do tipo de unidades de produção de energia alocadas na barra e do custo individual de cada unidade.

b) Os valores dos custos de produção das barras de geração 1, 2, 3 e 4 do sistema Tronco Sul (figura 5.1) são estimados neste trabalho tendo em vista a observação anterior. Em consequência os custos relativos à produção de potência ativa nas três primeiras barras são fixados sempre inferiores ao da barra 4, devido ao fato desta última corresponder a unidades de geração térmica e aquelas a unidades de geração hidráulica.

c) As variações máximas nas produções de potência ativa nas barras de geração são os mesmos valores mostrados na tabela 5.10, lembrando que o tempo disponível para que o operador execute as modificações sugeridas pelo despacho é assumido como sendo de 2,0 minutos.

d) Para mostrar os efeitos dos custos na reprogramação econômica das unidades de geração ligadas às barras do sistema exemplo, são analisados 6 casos com diferentes custos de geração de barra. Os resultados estão indicados nas tabelas 5.15 e 5.16.

Tabela 5.15: Resultados do Despacho Econômico

CASO	BARRA		GERAÇÃO (MW)			OBS
	Nº	CUSTO	PREVISTA	REQUERIDA	DESVIO	
1	1	1,0	617,97	677,97	60,00	H
	2	1,1	342,97	354,45	11,48	H
	3	1,2	280,00	220,00	-60,00	H
	4	2,0	347,52	341,52	-6,00	T
2	1	1,0	617,97	677,97	60,00	H
	2	1,2	342,97	280,73	-52,24	H
	3	1,1	280,00	280,00	0,00	H
	4	2,0	347,52	341,52	-6,00	T
3	1	1,1	617,97	628,20	10,23	H
	2	1,0	342,97	402,97	60,00	H
	3	1,2	280,00	220,00	-60,00	H
	4	2,0	347,52	341,52	-6,00	T
4	1	1,1	617,97	677,97	60,00	H
	2	1,2	342,97	290,73	-52,24	H
	3	1,0	280,00	280,00	0,00	H
	4	2,0	347,52	341,52	-6,00	T
5	1	1,2	617,97	562,82	-55,15	H
	2	1,0	342,97	402,97	60,00	H
	3	1,1	280,00	280,00	0,00	H
	4	2,0	347,52	341,52	-6,00	T
6	1	1,2	617,97	562,82	-55,15	H
	2	1,1	342,97	402,97	60,00	H
	3	1,0	280,00	280,00	0,00	H
	4	2,0	347,52	341,52	-6,00	T

Convenção: H = Barra de geração hidráulica
T = Barra de geração térmica

Tabela 5.16 - Resultados Desp. Econômico (continuação)

CASO	CUSTO TOTAL		NÚMERO ITERAÇÕES	TEMPO (Seg)		LINHAS QUE SERÃO SOBRECARGADAS
	INICIAL	FINAL		COMP.	EXEC.	
1	2026,28	2014,91	13	7,81	8,38	Linha 11 - 7,20% Linha 15 - 6,23%
2	2032,57	2017,89	12	7,86	8,61	Linha 11 - 0,43% Linha 15 - 2,54%
3	2053,78	2041,03	12	7,84	8,31	Linha 11 - 3,41% Linha 15 - 4,16%
4	2066,37	2057,68	11	7,86	8,32	Linha 11 - 4,36% Linha 15 - 2,54%
5	2087,52	2069,39	11	7,93	8,32	Nenhuma Sobrecarga
6	2093,87	2081,69	11	8,07	8,37	Nenhuma Sobrecarga

Observações sobre os dados da tabela 5.16

1. O número de iterações assinalado inclui as iterações necessárias para encontrar uma solução inicial para o método simplex de programação linear o qual caracteriza a fase 1 do programa LPGOGO já comentado. A fase 2 consiste na etapa de obtenção da solução ótima.
2. Em cada caso analisado, todo o programa de despacho de geração é compilado novamente para depois executar o programa. Algumas impressões foram deixadas para facilitar a verificação dos resultados apresentados pelo programa.
3. A detecção das sobrecargas de linhas foi feita a partir de um fluxo de carga convencional (sub-rotina NEWTON) para garantir a confiabilidade dos resultados, sendo que este procedimento provoca um maior consumo de tempo para sua execução (pois o programa de fluxo de carga é iterativo).

Análise dos resultados do DE:

1. As linhas 11 e 15 que resultaram sobrecarregadas após o DE nos 4 primeiros casos, já estavam no caso base com praticamente toda suas capacidades de transmissão de potência ativa utilizadas, conforme mostra a Tabela 5.12, com 97,6% e 98,7%, respectivamente.
2. Os casos 5 e 6 não provocam sobrecargas em nenhuma linha. A economia resultante da aplicação de alguns destes casos é bem pequena (0,87% e 0,58%, respectivamente, em relação a caso base), isto porque as variações de custos entre as barras de geração (principalmente as relativas a usinas hidroelétricas são tomadas bem pequenas.
3. Apesar de não ocorrerem sobrecargas acima de 7,2% em nenhum

dos casos mostrados, o aparecimento de qualquer sobrecarga deve inviabilizar a execução de qualquer medida econômica que sacrifique a segurança de um sistema. Somente os casos 5 e 6 merecem atenção por parte do operador no sentido de decidir pela implementação ou não das soluções obtidas pelo DE.

5.6 - Conclusões

Os resultados aqui apresentados tiveram o intuito de mostrar como o DS e o DE atuam no sentido de levar ou manter o ponto de operação do sistema em estado normal seguro.

É claro que não se pretende parar neste ponto, pois se procura melhorar o programa para atender todas as necessidades da operação em tempo real no que concerne ao DGTR, sendo intuito aplicá-lo a um sistema com mais de 100 barras no sentido de ter avaliações mais realistas dos resultados. Por ora, entende-se que os resultados conseguidos estão dentro daquilo que se pretendia alcançar para uma primeira etapa, sendo os aprimoramentos a ser empreendidos em etapas posteriores apresentados mais adiante.

CAPÍTULO 6

IMPLEMENTAÇÃO DO DGTR NA PRÁTICA

6.1 - Introdução

Este capítulo tem como objetivo chamar atenção para aspectos práticos relacionados com a implantação do DGTR. Neste sentido, opções para o modelo e para a programação são abordados com ênfase sobre o DS, já que o DE aqui considerado é um problema mais simples de se resolver pois requer memória e tempo de cálculo por computador bem inferiores ao exigido pelo DS.

6.2 - Considerações a respeito do modelo matemático adotado

O modelo matemático do DS, exposto no capítulo 3, foi totalmente formulado para otimização de um plano de geração previsto para atender a demanda estimada para os próximos minutos (15 minutos, por exemplo) dentro da operação em tempo real de um sistema de potência. Este modelo pode ser reescrito da seguinte maneira:

Minimizar:

$$z = \sum_{i \in N_G} (PG_i - PG_i^0) + \alpha \sum_{j \in N_C} (PC_j - PC_j^{rac}) \quad (6.1)$$

sujeito as restrições (caso base):

$$a) \sum_{i \in N} \lambda_i (PG_i - PC_i) = \sum_{i \in N} \lambda_i (PG_i^0 - PC_i^0) \quad (6.2)$$

$$b) PG_i^{\min} \leq PG_i \leq PG_i^{\max} \quad i \in N_G = \{1, 2, \dots, NG\} \quad (6.2)$$

$$c) \quad PC_i^{rac} \leq PC_i \leq PC_i^o \quad i \in N_C = \{1,2,\dots,NC\} \quad (6.3)$$

$$d) \quad -T_j^{m\acute{a}x} \leq T_j \leq T_j^{m\acute{a}x} \quad j \in N_L = \{1,2,\dots,NL\} \quad (6.4)$$

onde:

$$\underline{T} = S (\underline{PG} - \underline{PC}) \quad e \quad S = \gamma AB^{-1} \quad (6.5)$$

e as restrições de segurança que podem surgir pela análise de:

e) uma contingência $\mu(k)$ no ramo k

$$-\underline{T}^{m\acute{a}x} \leq \underline{T}^{\mu(k)} \leq \underline{T}^{m\acute{a}x} \quad (6.6)$$

sendo:

$$\underline{T}^{\mu(k)} = S^{\mu(k)} (\underline{PG} - \underline{PC}) \quad (6.7)$$

$$S^{\mu(k)} = \gamma^{\mu(k)} A^{\mu(k)} (B^{-1})^{\mu(k)}$$

Obs: Se o ramo k for de uma linha dupla e a análise se referir com a perda de apenas uma destas linhas, a matriz de incidência dos ramos na barra deve permanecer inalterada e igual à do caso base, isto é, $A^{\mu(k)} = A$.

f) ou uma contingência $\mu(k)$ na barra k

$$-\underline{T}^{m\acute{a}x} \leq \underline{T}^{\mu(k)} \leq \underline{T}^{m\acute{a}x} \quad (6.6)$$

sendo:

$$\underline{T}^{\mu(k)} = S^{\mu(k)} (\underline{PG}^{\mu(k)} - \underline{PC}) \quad (6.7)$$

$$S^{\mu(k)} = S \quad (6.8)$$

Obs: Por conveniência todas as expressões foram renumeradas e a explicação dos elementos componentes omitidos por se encontrar nos capítulos 3 e 4.

Uma formulação alternativa do DS, em termos de desvios de geração e desvios de carga (ou racionamentos), também deve ser considerada. Para tanto, pode-se partir da seguinte expressão:

$$\underline{DG} = \underline{PG} - \underline{PG}^0 = \underline{PGS} - \underline{PGD} \quad (6.9)$$

sendo:

\underline{DG} = vetor dos desvios de geração após o despacho

\underline{PG} = vetor das potências ativas geradas após o despacho

\underline{PG}^0 = vetor das potências ativas geradas no caso base

\underline{PGS} = vetor dos acréscimos (subida) de geração

\underline{PGD} = vetor dos decréscimos (descida) de geração

Observe em (6.9) que se o desvio de geração para uma dada barra for positivo tem-se acréscimo de geração, caso contrário, tem-se decréscimo de geração. A separação do desvio de geração em dois termos positivos de desvios correspondentes ao acréscimo ou ao decréscimo de geração é sugerida por Kaltenbach e Hajdu no apêndice de [23] como uma forma de evitar que alguma variável assumira um valor negativo, o que não permitiria adoção do método simplex de solução de PL para o problema de despacho.

O déficit no consumo (racionamento), que se pretende minimizar, pode ser reescrito como sendo:

$$\underline{RAC} = \underline{PC}^0 - \underline{PC} \quad (6.10)$$

sendo \underline{RAC} = vetor dos desvios de carga de barra devido aos contratos de racionamento.

Partindo-se das equações (6.9) e (6.10) e com alguns arranjos matemáticos chega-se a seguinte formulação:

Minimizar:

$$z = \sum_{i \in N_G} PGS_i - \sum_{i \in N_G} PGD_i + \alpha \sum_{j \in N_C} RAC_j \quad (6.11)$$

sujeito a:

a) Equação linearizada de balanço de carga da rede

$$-\sum_{i \in N_G} \lambda_i PGS_i + \sum_{i \in N_G} \lambda_i PGD_i - \sum_{i \in N_C} \lambda_i RAC_i = 0 \quad (6.12)$$

b) Limite máximo de acréscimo de geração nas barras de geração

$$PGS_i \leq PGS_i^{\max} \quad i \in N_G \quad (6.13)$$

c) Limite máximo de decréscimo de geração nas barras de geração

$$PGD_i \leq PGD_i^{\max} \quad i \in N_G \quad (6.14)$$

d) Limite máximo de racionamento nas barras de carga

$$RAC_i \leq RAC_i^{\max} \quad i \in N_C \quad (6.15)$$

e) Limites de variação dos trânsitos de ativos nos ramos

$$S(\underline{PGS} - \underline{PGD} + \underline{RAC}) \leq \underline{T}^{\max} - S(\underline{PG}^0 - \underline{PC}^0) \quad (6.16)$$

$$-S(\underline{PGS} - \underline{PGD} - \underline{RAC}) \leq -\underline{T}^{\max} - S(\underline{PG}^0 - \underline{PC}^0) \quad (6.17)$$

Obs: 1- As expressões (6.16) e (6.17) indicam que:

- Para barras i com geração somente: $RAC_i = 0$

$$PGS_i - PGD_i \neq 0$$

- Para barras i com carga somente: $RAC_i \neq 0$ (possivelmente)

$$PGS_i = PGD_i = 0$$

- Para barras i com geração e carga: $RAC_i \neq 0$ (possivelmente)

$$PGS_i - PGD_i \neq 0$$

- Para barras i de transferência: $RAC_i = PGS_i = PGD_i = 0$

2- Os limites máximos para variação de geração são obtidos considerando tanto as taxas de perda e tomada de carga dos grupos geradores como também as limitações físicas e econômicas impostas aos mesmos, conforme comentado no ítem 3.4.2.b.

3- Os limites de racionamento são estabelecidos de acordo com contratos de racionamento de carga.

f) Restrições de segurança

A matriz S deve ser obtida conforme mostrado anteriormente. Tomando-se as expressões (6.18) e (6.19) abaixo, obtidas de (6.9) e (6.10),

$$\underline{PG} = \underline{PG}^0 + \underline{PGS} - \underline{PGD} \quad (6.18)$$

$$\underline{PC} = \underline{PC}^0 - \underline{RAC} \quad (6.19)$$

e substituindo-as em (6.6) e (6.8) chegam-se às expressões para os trânsitos de potência ativa nos ramos da rede de potência a partir dos desvios de geração e carga, e a partir daí processa-se às modificações referidas nos capítulos 3 e 4 para cada caso de contingência $\mu(k)$.

Vantagens que transparecem na nova formulação do DS:

1- Redução do número das restrições de racionamento de carga:

Na formulação original têm-se 2 NC restrições

Na formulação nova tem-se NC restrições

2- Melhoria na escala dos valores dos coeficientes e constantes associados à PL, o que certamente implicará em maior precisão dos cálculos.

Outro aspecto que deve ser examinado, com relação ao modelo, diz respeito à representação da função objetivo do Despacho Econômico. Uma alternativa usual e mais precisa consiste na segmentação das curvas de custo incremental de produção das unidades de geração (geralmente não-lineares), sendo que esta aproximação é tanto mais correta quanto maior for o número de segmentos usados (ver [21], [24] e [19]). Stott e Marinho em [20] descrevem várias técnicas para aproximar estas curvas de custo com o objetivo de utilizar um método de solução de problemas de otimização que explore as vantagens computacionais decorrentes deste procedimento.

6.3 - Considerações a respeito da programação do DGTR

Para facilitar a compreensão dos aspectos de programação a serem tratados, divide-se este item em três partes.

6.3.1 - Razões que justificam o emprego da PL

A parte do programa desenvolvido neste trabalho que realmente trata do DGTR consiste basicamente na sub-rotina LPGOGO, descrita no capítulo 4, a qual atua indiferentemente tan

to no DS como no DE desde que estes despachos sejam formulados dentro das características de um modelo de PL na forma padrão.

Foi mostrado que os modelos matemáticos utilizados para representar o DS e o DE foram preparados de maneira a tornar possível a solução pelas técnicas da programação linear (PL) e, particularmente, usando o método simplex, descrito no apêndice D. A modelagem linear do problema de despacho tem sido defendida por muitos autores [18 - 21], pelo fato de que em contraste com a alternativa não-linear:

a) o processo de solução da PL é completamente confiável;

b) as soluções da PL podem ser bastante rápidas;

c) a precisão e o alcance de um modelo linearizado é adequado para a maioria das aplicações de engenharia.

O ponto (a) decorre da inerente confiabilidade computacional apresentado pelos algoritmos de solução dos programas lineares e significa, em outras palavras, que se existe uma solução possível, esta será certamente atingida.

O ponto (b) depende dos algoritmos específicos empregados (tais como o Simplex, o Simplex Revisado, o Simplex Dual, etc) e também da maneira de formular o problema. É idéia geral que o algoritmo destinado a resolver um problema particular de PL deve ser construído de modo a aproveitar ao máximo as peculiaridades próprias ao mesmo, objetivando acelerar o tempo de execução, reduzir a ocupação de memória de computador e melhorar a precisão dos resultados procurados (Ver apêndice D).

O modelo matemático linearizado para o DGTR, mais

especificamente para o DS, é composto pelas restrições do caso base relacionadas neste capítulo pelas expressões de (6.2) e (6.5) e pelas restrições de segurança (6.6) a (6.7). Transformando todas as desigualdades em igualdades pelo uso das variáveis de folga e excesso, e organizando as equações resultantes em forma matricial de modo conveniente, leva à estrutura mostrado na figura 6.1, que representa com pequenas modificações o "quadro do *simplex*" utilizado neste trabalho. Observe que a estrutura especial do problema de DS, com maior ocorrência de elementos nulos (matriz esparsa), deve conduzir necessariamente à busca de técnicas de programação adequadas que explorem estas características. Tal propósito deve ser objeto de futuros trabalhos, sendo que neste caso o objetivo pretendido foi a adoção de uma filosofia de despacho com estudos a partir de uma formulação básica para discussões e conclusões.

Finalizando, o ponto (c) é frequentemente válido desde que a rede de transmissão é quase linear, com exceção para certos casos de sistemas de potência mais raros [20], os quais são porém facilmente identificados. No caso do DS, tal como exposto neste trabalho, a verificação da conveniência da programação linear está condicionada à precisão da representação da rede de potência por um modelo linearizado de modo satisfatório, desde que a função objetivo é linearizável (ver [21]). No capítulo 5, a tabela 5.12 mostra que, no caso particular do sistema tomado como exemplo, se verifica uma tendência, já constatada na literatura [1], de associação de maiores imprecisões com os casos de ramos menos carregados, de importância relativamente menor para o DS (ver neste mesmo capítulo: Análise dos resultados da tabela 5.12 e Conclusões).

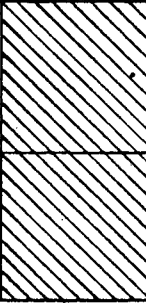
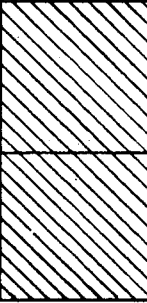

		VARIÁVEIS DE FOLGA E EXCESSO					
VARIÁVEIS DE CONTROLE		Geração	Carga	Restrição b Folga Excesso	Restrição c Folga Excesso	Restrições d, e, f Folga Excesso	
Restrições b Limites Superiores	$\begin{matrix} 0 \\ \hline 1 & \dots & 1 \\ \hline 0 \end{matrix}$	$\begin{matrix} 0 \\ \hline 1 & \dots & 1 \\ \hline 0 \end{matrix}$	0	0	0	0	
Restrições b Limites Inferiores	$\begin{matrix} 0 \\ \hline 1 & \dots & 1 \\ \hline 0 \end{matrix}$	0	$\begin{matrix} 0 \\ \hline -1 & \dots & -1 \\ \hline 0 \end{matrix}$	0	0	0	
Restrições c Limites Superiores	0	$\begin{matrix} 0 \\ \hline 1 & \dots & 1 \\ \hline 0 \end{matrix}$	0	$\begin{matrix} 0 \\ \hline 1 & \dots & 1 \\ \hline 0 \end{matrix}$	0	0	
Restrições c Limites Inferiores	0	$\begin{matrix} 0 \\ \hline 1 & \dots & 1 \\ \hline 0 \end{matrix}$	0	0	$\begin{matrix} 0 \\ \hline -1 & \dots & -1 \\ \hline 0 \end{matrix}$	0	
Restrições d, e, f Limites Superiores		0	0	0	0	$\begin{matrix} 0 \\ \hline 1 & \dots & 1 \\ \hline 0 \end{matrix}$	
Restrições d, e, f Limites Inferiores		0	0	0	0	$\begin{matrix} 0 \\ \hline -1 & \dots & -1 \\ \hline 0 \end{matrix}$	
Restrição a		0	0	0	0	0	

Fig. 6.1: Esquema de formação matricial do problema do DS com todas as restrições de desigualdades transformadas em igualdades utilizando variáveis de folga e excesso.

6.3.2 - Considerações sobre o tempo de CPU

Dentre as diversas maneiras utilizadas para reduzir o tempo de execução de um problema de PL, citam-se:

a) O método de relaxação

Este método, apresentado no capítulo 4, se baseia no fato de que restrições que são plenamente satisfeitas podem ser ignoradas no cálculo, tendo como consequência uma grande economia de tempo. Em [2] mostra-se que quando esta técnica é empregada em conjunção com o método simplex dual, os resultados são bastante satisfatórios (ver Stott e Marinho [21]). No DGTR e mais particularmente no DS utilizou-se, porém, o método de relaxação à forma primal do problema e os resultados obtidos também foram animadores. Neste caso eram eliminadas do cálculo todas as restrições de trânsito nos ramos que estivessem carregados abaixo de 95% do carregamento máximo admitido para o caso base, desde que estes ramos não resultassem sobrecarregados para a contingência em análise. Isto conduziu a uma redução do número de linhas da matriz base do simplex (ver figura 6.1), que para o sistema exemplo, se situou entre 33 e 40%, dependendo da contingência, o que se traduziu também em menores tempos de cálculo.

b) A obtenção da solução inicial

No apêndice D mostra-se que o método simplex, quando aplicado à forma original (primal) de um problema, exige que a solução básica inicial (de partida) seja viável, isto é, que atenda a todas as restrições. Pode-se afirmar que a maior parte

das iterações do primal são realizadas nesta fase, principalmente quando esta solução inicial não pode ser encontrada facilmente, ou mesmo não existe (como observado no caso do DS), havendo um consumo excessivo de tempo nesta etapa. Para contornar estes inconvenientes, detectados na forma inicial do programa de DS, desenvolvido neste trabalho, existem duas alternativas comentadas no apêndice D (ítem D.3): o uso do método simplex dual ou o uso do método primal-dual. No DE, não existe nenhuma dificuldade nesta fase, já que pela sua própria estrutura, a solução inicial representa o caso base.

Um procedimento que pode ser adotado em PL consiste em partir da construção da base inicial através da consideração da física do problema. No caso do DGTR é possível pensar na programação de uma rotina para a criação da base de partida de modo heurístico, o que em geral exige um grande esforço de programação.

c) O princípio da decomposição (de Dantzig-Wolfe)

Consiste na exploração da estrutura do problema de despacho (conforme apontado no item 6.3.1), pela aplicação da técnica de decomposição (ver apêndice D, ítem D.4), no qual o problema principal fornece a informação de coordenação para um grupo de subproblemas menores, resolvidos por algum método de solução de PL, tal como o simplex e o algoritmo primal-dual (Lasdon faz comparações entre os três, [2]). Esta técnica tem sido bastante difundida pelos autores que tratam de assuntos relativos ao despacho, podendo-se apontar as referências [17],[24],[45], dentre outras. A figura 6.1 mostra que o DS apresenta estrutura diagonal por blocos com um ou mais blocos ligados por

equações de acoplamento [2], possibilitando a aplicação do princípio da decomposição que para grandes sistemas deve conduzir a redução no tempo de CPU gasto pelo programa.

6.3.3 - Considerações sobre os requisitos de memória

Observando a versão atual do programa de despacho de geração, mesmo quando aplicado ao sistema de pequeno porte utilizado no texto, nota-se que a matriz base do simplex é bastante esparsa, isto é, contém uma grande porção de elementos nulos (veja a figura 6.1). Hobson e Stott afirmam em [21] que tanto os requisitos de armazenagem como o tempo de execução aumentam linearmente com o tamanho do sistema. A exploração de esparsidade, portanto, passa a ser fator indiscutível de redução da ocupação da memória de computador, no caso do DGTR quando aplicado a sistemas grandes, principalmente considerando-se a estrutura geral da matriz dos coeficientes como mostrado. Lugtu em [29] mostra uma maneira de explorar a esparsidade do problema.

6.4 - Conclusões

Neste capítulo procurou-se fazer algumas considerações sobre a implementação do DGTR na prática visando aumentar a precisão do modelo e diminuir tanto o tempo de CPU como os requisitos de memória. Começou-se mostrando uma alternativa de formulação do DGTR em termos dos desvios de geração e desvios de carga (racionamento) e logo após mostrou-se um modo mais eficiente de considerar a forma da curva de custo não-linear no mo

modelo de PL.

Para tornar o programa mais adequação às condições reais do sistema brasileiro citaram-se três maneiras distintas que quando consideradas, conduzem a uma maior velocidade na obtenção das soluções no despacho. Também mostrou-se a estrutura especial do problema de despacho, aqui abordado, evidenciando a necessidade de levá-la em consideração na programação pela introdução de técnicas de exploração de esparsidade de matrizes.

Concluindo, os aspectos práticos do DGTR, aqui levantados, tiveram o objetivo de situar bem o trabalho atual, ressaltando tanto suas limitações como suas potencialidades.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES FINAIS E SUGESTÕES

7.1 - Conclusões Finais

No capítulo 6 mostraram-se as limitações e as possibilidades do programa ora implementado. Pode-se concluir que os objetivos inicialmente propostos foram alcançados, principalmente no que se refere ao desenvolvimento de um primeiro programa de Despacho de Geração em Tempo Real, para:

1- Caracterizar bem seu papel dentro do âmbito da operação em tempo real.

2- Fornecer subsídios para implementação posterior de melhorias no próprio algoritmo matemático desenvolvido.

3- Discutir a viabilidade ou não de se aplicar novas técnicas de solução ao modelo de despacho proposto, aproveitando melhor a estrutura deste modelo.

Os resultados obtidos, apresentados no capítulo 5, mostram a eficiência do algoritmo frente às situações simuladas de diferentes contingências, caso em que intervêm o Despacho de Segurança (DS). Nos casos em que nenhuma contingência é prevista, os resultados obtidos pelo Despacho Econômico (DE) apresentam-se satisfatórios e coerentes com o objetivo, tendo-se simulado para análise diversas composições de custo de produção das unidades geradoras.

Os tempos de cálculo alcançados não são ainda os menores que se pode obter, pois existem recursos para dimi-

nuí-los, explorando melhor a estrutura do problema e usando uma técnica de PL mais conveniente.

7.2 - Sugestões para futuros trabalhos

1- Modificação da formulação original do despacho de geração, modelando-o em termos de desvios de produção e desvios (ou decréscimos) de carga de barra, ao invés de atuar diretamente no plano de operação previsto, como é o caso presente. Este procedimento é adotado por Chan e Schweppe em [30] e por Kaltenbach e Hajdu em [23].

2- Introdução no DE de uma função objetiva linearizada por partes, para descrever melhor o formato da curva de custo de geração de cada unidade de produção, (geralmente não linear), conforme mostram os estudos realizados por Stott, Marinho e Alsaç em [20]. Ver também a referência [21].

3- Utilizar o método simplex (revisado) dual para resolver o modelo de despacho proposto pois parece ser um caminho indicado para se obter economias de tempo e memória de computador, conforme mostram os resultados apresentados em [24] e as análises realizadas por Lasdon em [3].

4- Estudar a possibilidade de utilização do princípio de decomposição de Dantzig-Wolfe [3] para solução do modelo de despacho proposto, pois este apresenta a matriz dos coeficientes do simplex bastante esparsa e com predominância de elementos não nulos na diagonal. Esta técnica deverá reduzir grandemente o tempo de computação gasto e também a armazenagem de dados, principalmente para aplicações em sistemas de potência maio

res.

5- Aplicar este programa de despacho a redes elétricas de maior porte a fim de que os resultados obtidos possam ser mais precisamente avaliados e criticados.

REFERÊNCIAS

- [01] MONTICELLI, A, "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica", São Paulo, Editora Edgard Blucher, 1983.
- [02] LASDON, L. S., "Optimization Theory for Large Systems", The McMillan Company, New York, 1972.
- [03] DAELLENBACH, H. G. and BELL, E. J., "User's Guide to Linear Programming", Prentice-Hall, USA, 1970.
- [04] ELGERD, O. I., "Electric Energy Systems Theory: An Introduction", McGraw-Hill, New York, 1971.
- [05] VIEIRA FILHO, XISTO, "Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração", Rio de Janeiro, Eletrobrás - Editora Campus, 1984.
- [06] DODU J. C. et MERLIN A., "Une Application de la Programmation Linéaire à l'Étude des Réseaux Electriques de Grande Taille", Bulletin de la D.E.R., Série C - Mathématiques, Informatique N° 1, E.D.F., França, 1974, pages 26-56.
- [07] DUBOST L., "Specifications Techniques de la Fonction Dispatching de la Production du Projet SYSDIC", D.E.R., Note HR320281 du 26 septembre 1977, E.D.F., Clamart, França, pages 1-16.
- [08] MERLIN A., "Les Fonctions d'Analyse Secondaire du Nouveau Système Temps Réel du Dispatching Central d'EDF", D.E.R., Serie B, Reseaux Electriques, Matériels Electriques, N° 1, E.D.F., França, 1977, pages 33-46.

- [09] DY LIACCO, T. E., WIRTZ, B. F., WHEELER, D. A., "Automation of the CEI System for Security", IEEE, PICA Conference, Boston, May 24-26, 1971, pp 831-843.
- [10] DY LIACCO, T. E., "The Adaptive Reliability Control System", IEEE, Vol. PAS-86, N°5, May 1967, pp 517-531.
- [11] DY LIACCO, T. E., "Real Time Computer Control of Power Systems", Proceedings of the IEEE, Vol. 62, N°7, July 1974, pp 884-891.
- [12] HAJDU, L. P. and PODMORE, R., "Security Enhancement for Power Systems", ERDA & EPRI Conf. Publication, Aug. 1974 CONF-750867.
- [13] DEBS, A. S. and BENSON, A. R., "Security Assessment of Power System", New England College, Henniker, N. H., August 1975.
- [14] SCHWEPPE, F. C. and MITTER, S. K., "Hierarchical System Theory and Electric Power Systems", Proc. of the Symposium on Real-Time Control of Electric Power Systems, E.Handschin (Editor), 1971, pp 259-277.
- [15] TINNEY, W. F. and PETERSON, N. M. "Steady State Security Monitoring", Proc. of the Symposium on Real-Time Control of Electric Power Systems, E. Handschin (Editor), 1971, pp 191-214.
- [16] ALSAÇ, O. and STOTT, B., "Optimal Load Flow with Steady State Security", IEEE, Trans. Power App. Systems, Vol. PAS-93, N°3, May/June 1974, pp 745-751 with discussion.

- [17] STERLING, M. J. and IRVING, M. R., "Constrained Dispatch of Active Power by Linear Decomposition", Proc. IEE, Vol. 124, N°3, March 1977, pp 247-251.
- [18] STOTT, B. and HOBSON, E., "Power System Security Control Calculations using Linear Programming, PART I", IEEE, Trans. to PAS, Vol. 97, N°5, Sept/Oct 1978, pp 1713-1720.
- [19] STOTT, B. and HOBSON, E., "Power System Security Control Calculations using Linear Programming, PART II", IEEE, Trans. to PAS, Vol. 97, N°5, Sept/Oct 1978, pp 1720-1731.
- [20] STOTT, B., MARINHO, J. L., ALSAÇ, O., "Review of Linear Programming applied to Power System Rescheduling", IEEE, PI-CA, 1979, pp 142-154.
- [21] STOTT, B. and MARINHO, J. L., "Linear Programming for Power System Network Security Applications", IEEE, T-PAS 98, N°3, May/June 1979, pp 837-848.
- [22] HOBSON, E. and STOTT, B., "Linear Programming for Power System Real-Time Control Calculations", IFAC Conference, Melbourne, 1977, pp 1-5.
- [23] KALTENBACH, J. C. and HAJDU, L. P., "Optimal Corretive Rescheduling for Power System Security", IEEE, Vol. 90, N°2, March/April 1971, pp 843-851.
- [24] SHEN, C. M. and LAUGHTON, M. A., "Power System Load Scheduling with Security Contraints using Linear Decomposition", Proc. IEE, Vol. 117, N°11, November 1970, pp 2117-2127.

- [25] SHALABY, A., CARVALHO, V. F. and FINDLAY, J. A., "On-Line Computer Monitoring of Complex Power System Stability Limits", IEEE, PICA, 1979, pp 64-72.
- [26] WOLLENBERG, B. F. and STADLING, W. O., "A Real Time Optimizer for Security Dispatch", IEEE, Trans. Power App. and Systems, Vol. 94, N°5, Sept./Oct. 1974, pp 1640-1649.
- [27] HAPP, H. H., "Optimal Power Dispatch", IEEE, T-PAS 93, N° 3, 1974, pp 820-830.
- [28] HAPP, H. H., "Optimal Power Dispatch - A Comprehensive Survey", IEEE, T-PAS 96, N°3, May/June 1977, pp 841-854.
- [29] LUGTU, R., "Security Constrained Dispatch", IEEE, Trans. Power App. Systems, Vol PAS-98, N°1, Jan/Feb 1979, pp 270-274.
- [30] CHAN, S. M. and SCHWEPPE. F. C., "A Generation Reallocation and Load Shedding Algorithm", IEEE, Trans. Power App. Syst., Vol PAS-98, N°1, Jan/Feb 1979, pp 26-34.
- [31] THANIKACHALAN, A. and TUDOR, J. R., "Optimal Rescheduling of Power for Power System Reliability", IEEE, PES Winter Meeting, New York, N.Y., Jan 31-Feb 5, 1971, pp 2186-2192.
- [32] MEDICHERLA, T. K. P., BILLINTON, R, and SACHDEV, M. S., "Generation Rescheduling and Load Shedding to Alleviate Line Overloads - Analysis", T-PAS 98, N°6, Nov/Dec 1979, pp 1876-1884.

- [33] MEDICHERLA, T. K. P., BILLINTON, R. and SACHDEV, M. S., "Generation Rescheduling and Load Shedding to Alleviate Line Overloads - System Studies", IEEE, T- PAS 100, N°1, January 1981, pp 36-42.

- [34] REID, G. F. and HASDORF, L., "Economic Dispatch using Quadratic Programming", IEEE, PES Winter Meeting, New York, N.Y., January 28 - February 2, 1973, pp 2015-2023.

- [35] GLAVITSCH, H., "Economic Load Dispatching and Corrective Rescheduling using Online Information of the System State", IEEE, PICA, 1973, pp 412-420.

- [36] PODMORE, R., "Economic Power Dispatch with Line Security Limits", IEEE, PES Summer Meeting & EHV/UHV Conference, Vancouver, B.C., Canada, July 15-20, 1973, pp 289-295.

- [37] JAIN, M. K. and RAO, N. D., "A Rapid and Reliable Method for On-line Economic Dispatch", Proc. PICA Conference, 1975, pp 71-78.

- [38] AOKI, K. and SATOH, T., "Economic Dispatch with Network Security Constraints using Parametric Quadratic Programming, IEEE, T-PAS 101, N°12, Dec. 1982, pp 4548-4556.

- [39] SASSON, A. M., VILORIA, F. and ABOYTES, F., "Optimal Load Flow Solution using the Hessian Matrix", IEEE, PES Winter Meeting, New York, N.Y., January 30 - February 4, 1972, pp 31-41.

- [40] ASCHMONEIT, F. C., RUHOSE, K. H. and WAGNER, G. G., "Steady-State Sensitivity Analysis for Security Enhancement" , Proc. 6th PSCC, Darmstadt, August 1978.
- [41] EJEBE, G. C. and WOLLENBERG, B. F., "Automatic Contingency Selection", IEEE, T-PAS 86, N°1, Jan/Feb 1979, pp 97-109.
- [42] HADLEY, G., "Programação Linear", Editora Guanabara Dois S.A., Rio de Janeiro RJ, 1982.
- [43] PUCCINI, ABELARDO DE LIMA, "Introdução à Programação Linear", Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., Rio de Janeiro RJ, 1980.
- [44] KIRCHMAYER, L. K., "Economic Operation of Power Systems" , Wiley, New York, 1958.
- [45] WAIGHT, J. G., BOSE, A. and SHEBLE, G. B., "Generation Dispatch with Reserve Margin Constraints using Linear Programming", IEEE, T-PAS 100, No. 1, January, 1981, pp 252-258.
- [46] HOUSOS, E. and IRISARRI, G., "Real and Reactive Power System Security Dispatch using Variable Weights Optimization Method", IEEE, T-PAS 102, No. 5, May 1983, pp 1260 - 1268.
- [47] BURCHETT, R. C. and HAPP, H. H., "Large Scale Security Dispatching: an Exact Model", IEEE, T-PAS 102, No. 9, September 1983, pp 2995 - 2999.

- [48] CAMPAGNOLO, J., "Estudo sobre Seleção Automática de Contin-gência em Tempo Real para Sistema de Potência". Disserta-ção e Mestrado, UFSC-EEL, Florianópolis, Fevereiro/1984.
- [49] SILVEIRA, J. C. P., "Um Algoritmo para Controle Preventivo de Sistemas Elétricos de Potência", Dissertação de Mes-trado, UFSC-EEL, Florianópolis, Dezembro/1983.
- [50] KINDERMANN, G., "Avaliação e Controle da Segurança no Plane-jamento da Transmissão e Operação de Sistemas de Energia Elétrica", Dissertação de Mestrado, UFSC-EEL, Florianópo-lis, Fevereiro/1981.
- [51] MINUSSI, C. R., "Realocação de Geração e Alívio de Carga pa-ra Eliminação de Sobrecargas considerando a Estabilidade Transitória e Programação Linear", Dissertação e Mestra-do, UFSC-EEL, Florianópolis, Março/1981.

APÊNDICE A

Cálculo das injeções e dos fluxos de potência

Antes de se iniciar os procedimentos de cálculo pretendidos, é necessário adotar uma notação uniforme para as variáveis e parâmetros envolvidos no sistema e admitir uma convenção de sinais para as injeções nas barras ou nós e para os fluxos de potência nas linhas ou ramos da rede elétrica de potência. Seja, então, os seguintes modelos de elementos da rede [1]:

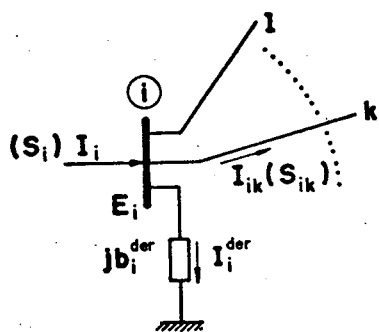


Fig. A.1: Modelo de barra

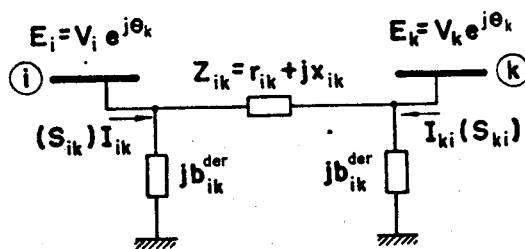


Fig. A.2: Modelo π de linha de transmissão

NOTAÇÃO:

$i = 1, \dots, NB$, sendo NB o número de barras da rede

I_i = injeção de corrente (complexa) na barra i

$S_i = P_i + jQ_i$ = injeção de potência complexa na barra i

I_{ik} = corrente que circula da barra i à barra k

$S_{ik} = P_{ik} + jQ_{ik}$ = fluxo de potência da barra i para a barra k

$E_i = V_i e^{j\theta_i}$ = tensão complexa na barra i

- I_i^{der} = injeção de corrente devido ao elemento derivação na barra i
 b_i^{der} = susceptância do elemento derivação ligado à barra i
 b_{ik}^{der} = susceptância do elemento derivação (capacitivo) do ramo ik
 $z_{ik} = r_{ik} + jx_{ik}$ = impedância série do ramo ik

CONVENÇÃO:

a). Para as injeções de corrente ou de potência nas barras:

As injeções são positivas quando entram na barra (geração)

As injeções são negativas quando saem da barra (consumo)

Obs: A injeção líquida de potência ativa na barra i é dada por:

$$P_i = PG_i - PC_i \quad (A.1)$$

sendo:

PG_i = potência ativa gerada na barra i

PC_i = potência ativa consumida na barra i

b). Para os fluxos de potência nos ramos:

Os fluxos são positivos quando saem da barra

Os fluxos são negativos quando entram na barra

Para o que se propõe nesta etapa, é conveniente representar o modelo equivalente π de uma linha de transmissão em termos da admitância série (y_{ik}) ao invés da impedância série, como na figura A.2.

Seja então:

$$y_{ik} = g_{ik} + jb_{ik} = (z_{ik})^{-1} = \frac{1}{r_{ik} + jx_{ik}} = \frac{r_{ik}}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2} + \frac{-jx_{ik}}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2}$$

Daí, chega-se às expressões para a condutância sé

rie (g_{ik}) e a susceptâncias série (b_{ik}), dadas por:

$$g_{ik} = \frac{r_{ik}}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2} ; \quad b_{ik} = \frac{-x_{ik}}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2} \quad (A.2)$$

Da figura A.1, pode-se obter a injeção líquida de corrente:

$$I_i = I_i^{der} + \sum_{k \in \Omega_i} I_{ik} \quad (i = 1, NB) \quad (A.3)$$

onde:

Ω_i = conjunto de todas as barras k vizinhas a barra i

$$I_{ik} = (a_{ik}^2 y_{ik} + j b_{ik}^{der}) E_i + (-a_{ik} e^{-j\psi_{ik}} y_{ik}) E_k \quad (A.4)$$

sendo que, dependendo do tipo do ramo, tem-se [1]:

- a). $a_{ik} = 1$, $\psi_{ik} = 0$, se o ramo for uma linha de transmissão (ver figura A.2)
- b). $\psi_{ik} = 0$, $b_{ik}^{der} = 0$, se o ramo for um transformador em fase (ver figura A.3)
- c). $a_{ik} = 1$, $b_{ik}^{der} = 0$, se o ramo for um transformador defasador pu ro (ver figura A.4)

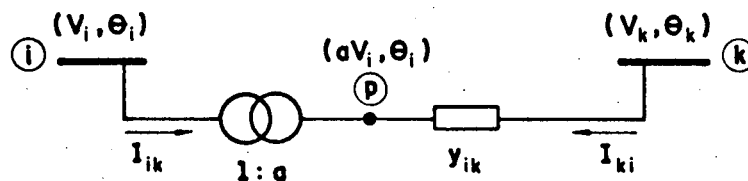


Fig. A.3: Transformador em fase (comutador de taps)

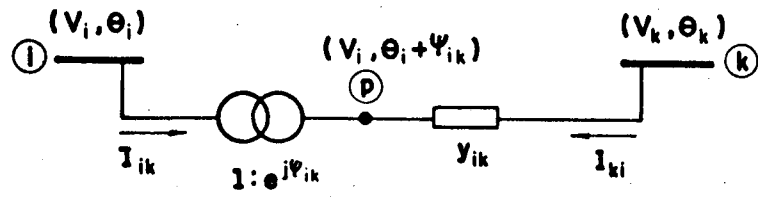


Fig. A.4: Transformador defasador puro ("phase shifter")

Nota: Os transformadores defasadores com $a_{ik} \neq 1$ são representados como um defasador puro ($a_{ik} = 1$) em série com um transformador em fase ($\psi_{ik} = 0$).

Da figura A.1, pode-se obter ainda a expressão:

$$I_i^{der} = j b_i^{der} E_i \tag{A.5}$$

Substituindo (A.4) e (A.5) em (A.3)

$$I_i = \left[j b_i^{der} + \sum_{k \in \Omega_i} (j b_{ik}^{der} + a_{ik}^2 y_{ik}) \right] E_i + \sum_{k \in \Omega_i} (-a_{ik} e^{-j\psi_{ik}} y_{ik}) E_k \tag{A.6}$$

A expressão (A.6), para $i = 1, NB$, pode ser colocada na seguinte forma matricial:

$$\underline{I} = Y \underline{E} \tag{A.7}$$

onde:

\underline{I} = vetor das injeções de corrente

\underline{E} = vetor das tensões nodais

$Y = G + jB$ = matriz admitância nodal

Os elementos de Y são:

$$Y_{ii} = j b_i^{der} + \sum_{k \in \Omega_i} (j b_{ik}^{der} + a_{ik}^2 y_{ik}) \quad \text{Na diagonal} \tag{A.8}$$

$$Y_{ik} = -a_{ik} e^{-j\psi_{ik}} y_{ik} \quad \text{Fora da diagonal} \quad (\text{A.9})$$

Obs: $Y_{ii} = G_{ii} + jB_{ii}$

$$Y_{ik} = G_{ik} + jB_{ik}$$

Pode-se fazer os seguintes comentários sobre a matriz Y.

a). Ela é constituída de bastante elementos nulos, pois $Y_{ik} = 0$ sempre que entre os nós i e k não existirem linhas ou transformadores.

b). O elemento série entre as barras i e k, é dado por:

$$Y_{ik} = -y_{ik} \text{ se for uma linha de transmissão}$$

$$Y_{ik} = -a_{ik} y_{ik} \text{ se for um transformador em fase}$$

$$Y_{ik} = -e^{-j\psi_{ik}} y_{ik} \text{ se for um defasador puro}$$

c). A presença de defasadores em uma rede torna a matriz Y assimétrica. A ausência faz Y simétrica.

Substituindo (A.8) e (A.9) em (A.6), tem-se:

$$I_i = Y_{ii} E_i + \sum_{k \in \Omega_i} Y_{ik} E_k = \sum_{k \in K} I_{ik} E_k \quad (\text{A.10})$$

sendo:

K = conjunto de todas barras k vizinhas da barra i, incluindo a própria barra i.

Fazendo: $Y_{ik} = G_{ik} + jB_{ik}$

$$E_k = V_k e^{j\theta_k}$$

tem-se:

$$I_i = \sum_{k \in K} (G_{ik} + jB_{ik}) (V_k e^{j\theta_k}) \quad (\text{A.11})$$

Obs: As expressões para obtenção de G e B são conseguidas a partir das igualdades (A.8) e (A.9).

A injeção de potência complexa na barra i é dada por:

$$S_i^* = P_i - jQ_i = E_i^* I_i = V_i e^{-j\theta_i} I_i \quad (A.12)$$

sendo que o superscrito (*) representa o complexo conjugado.

A partir de (A.11) e (A.12), obtem-se:

$$S_i^* = V_i e^{-j\theta_i} \sum_{k \in K} (G_{ik} + jB_{ik}) (V_k e^{j\theta_k})$$

$$S_i^* = \sum_{k \in K} V_i V_k e^{j(\theta_k - \theta_i)} (G_{ik} + jB_{ik})$$

$$S_i^* = \sum_{k \in K} V_i V_k [\cos(\theta_i - \theta_k) - j\text{sen}(\theta_i - \theta_k)] (G_{ik} + jB_{ik}) \quad (A.13)$$

Mas como $S_i^* = P_i - jQ_i$, pode-se separar os termos reais e imaginários de (A.13), chegando-se às expressões para as injeções de potências ativa e reativa seguintes:

$$P_i = V_i \sum_{k \in K} V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \text{sen} \theta_{ik}) \quad (A.14)$$

$$Q_i = V_i \sum_{k \in K} V_k (G_{ik} \text{sen} \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (A.15)$$

Para se obter as expressões para os fluxos de potência ativa (P_{ik}) e reativa (Q_{ik}), parte-se da equação de potência complexa de ramo dada por:

$$S_{ik}^* = P_{ik} - jQ_{ik} = E_i^* I_{ik} \quad (A.16)$$

Toma-se a relação (A.4), de acordo com o tipo do ramo ik, substitui-se em (A.16) e chega-se a:

a). Para uma linha de transmissão:

$$P_{ik} = V_i^2 g_{ik} - V_i V_k g_{ik} \cos \theta_{ik} - V_i V_k b_{ik} \sin \theta_{ik} \quad (\text{A.17})$$

$$Q_{ik} = V_i^2 (b_{ik} + b_{ik}^{der}) + V_i V_k b_{ik} \cos \theta_{ik} - V_i V_k g_{ik} \sin \theta_{ik}$$

b). Para um transformador em fase:

$$P_{ik} = (a_{ik} V_i)^2 g_{ik} - a_{ik} V_i V_k g_{ik} \cos \theta_{ik} - a_{ik} V_i V_k b_{ik} \sin \theta_{ik} \quad (\text{A.18})$$

$$Q_{ik} = -(a_{ik} V_i)^2 b_{ik} + a_{ik} V_i V_k b_{ik} \cos \theta_{ik} - a_{ik} V_i V_k g_{ik} \sin \theta_{ik}$$

c). Para um transformador defasador puro:

$$P_{ik} = V_i^2 g_{ik} - V_i V_k g_{ik} \cos(\theta_{ik} + \psi_{ik}) - V_i V_k b_{ik} \sin(\theta_{ik} + \psi_{ik}) \quad (\text{A.19})$$

$$Q_{ik} = -V_i^2 b_{ik} + V_i V_k b_{ik} \cos(\theta_{ik} + \psi_{ik}) - V_i V_k g_{ik} \sin(\theta_{ik} + \psi_{ik})$$

Se se quiser os fluxos de potência de k para i, o procedimento de cálculo é análogo. Para o caso de se ter uma linha de transmissão ligando as barras i e k, obtêm-se:

$$P_{ki} = V_k^2 g_{ik} - V_i V_k g_{ik} \cos \theta_{ik} + V_i V_k b_{ik} \sin \theta_{ik} \quad (\text{A.20})$$

$$Q_{ki} = -V_k^2 (b_{ik} + b_{ik}^{der}) + V_i V_k b_{ik} \cos \theta_{ik} + V_i V_k g_{ik} \sin \theta_{ik}$$

APÊNDICE B

Cálculo das equações do fluxo de carga linearizado [1]

Sabe-se que o fluxo de potência ativa em uma linha de transmissão é aproximadamente proporcional à abertura angular da linha e este se dirige no sentido dos ângulos maiores para os ângulos menores. Esta proporcionalidade seria efetivamente observada se fossem desprezadas as perdas ativas nas linhas, e se as magnitudes das tensões nodais fossem todas consideradas fixadas em um mesmo valor. Partindo-se destas suposições, é possível obter um modelo matemático aproximado para uma rede elétrica, denominado fluxo de carga linearizado, que permite estimar, com baixo custo computacional e precisão aceitável em muitas aplicações (tal como o DGTR), a distribuição dos fluxos ou trânsitos de potência ativa em uma rede de transmissão. As perdas ativas nos ramos também podem ser consideradas no modelo, através de um artifício matemático. Para facilitar, divide-se o cálculo em duas etapas.

Etapa 1 - Perdas ativas desprezadas

Seja a equação da injeção líquida de potência ativa em um nó de um sistema com NB barras e NL ramos de transmissão, obtida no Apêndice A, expressão A.14:

$$P_i = V_i \sum_{k \in K} V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (B.1)$$

Obs: Adotam-se aqui as mesmas notações e convenções apresentadas no Apêndice A.

De (A.8), (A.9) e (A.2) obtêm-se para uma linha de transmissão entre i e k :

$$G_{ik} = \frac{-r_{ik}}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2} \quad ; \quad B_{ik} = \frac{x_{ik}}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2} \quad (B.2)$$

Admitindo as seguintes hipóteses simplificadoras:

- 1a). $x_{ik} \gg r_{ik}$ - Esta hipótese é tanto mais justificável quanto maior for o nível de tensão do sistema considerado.
- 2a). $\text{sen}\theta_{ik} \cong \theta_{ik}$ - Estas aproximações são verificadas para pequenas aberturas angulares nos ramos do sistema, e estão de acordo com a realidade dos sistemas elétricos pois procura-se sempre operar com pequenos ângulos para estabilidade da rede.
- 3a). $V_i, V_k \cong 1,0 \text{ pu}$ - Os módulos das tensões são em geral mantidos entre os valores de 0,95 a 1,05 pu. A adoção de tensões planas são, portanto, decorrentes da observação da operação dos sistemas elétricos.
- $i, k = 1, \text{NB}$
exceto
referência

Introduzindo estas hipóteses em (B.2) e (B.1), obtêm-se:

$$G_{ik} = 0$$

$$B_{ik} = 1/x_{ik}$$

$$P_i = \sum_{k \in K} (1/x_{ik}) \theta_{ik} = \sum_{k \in K} x_{ik}^{-1} \theta_{ik} \quad (B.3)$$

ou, de outra forma,

$$P_i = \sum_{k \in \Omega_i} x_{ik}^{-1} \theta_i + \sum_{k \in \Omega_i} (-x_{ik}^{-1}) \theta_k \quad (B.4)$$

A equação (B.3) ou (B.4) quando estendida a todas as barras da rede, forma um sistema de equações que pode ser representada pela seguinte formulação matricial:

$$\underline{P} = B \underline{\theta} \quad (B.5)$$

onde:

\underline{P} = vetor das injeções líquidas de potência ativa

$\underline{\theta}$ = vetor dos ângulos das tensões nodais

B = matriz de susceptâncias nodais, cujos elementos são:

$$B_{ik} = -x_{ik}^{-1} \quad \text{elemento fora da diagonal} \quad (B.6)$$

$$B_{ii} = \sum_{k \in \Omega_i} x_{ik}^{-1} \quad \text{elemento da diagonal}$$

É importante notar que a matriz B, assim obtida, é singular, pois como as perdas foram desprezadas (1a. hipótese), a soma dos componentes de P é nula, isto é, a injeção de potência em uma barra qualquer pode ser obtida a partir da soma algébrica das demais. Para contornar este problema, elimina-se uma das equações do sistema (B.4) e adota-se a barra correspondente como referência angular ($\theta_{ref} = 0$). Desta forma, o sistema passa a ser não singular, com dimensão NB-1.

A formação da matriz B, já com sua ordem reduzida, pode ser feita com o auxílio da expressão:

$$B = A^t \gamma A \quad (B.7)$$

onde:

A = matriz de incidência dos ramos (linha, transformador) nos nós da rede, exceto o nó de referência.

γ = matriz diagonal cujos elementos são as susceptâncias primitivas dos ramos (x_{ik}^{-1})

Obs: Dimensão de A: NL x (NB - 1)

Dimensão da matriz quadrada γ : NL

Dimensão da matriz quadrada B : NB - 1

Os fluxos de potência ativa entre os nós i e k de uma linha de transmissão são dados pelas expressões em (A.17) e (A.20), sendo reescritas abaixo:

$$P_{ik} = V_i^2 g_{ik} - V_i V_k g_{ik} \cos \theta_{ik} - V_i V_k b_{ik} \sin \theta_{ik} \quad (B.8)$$

$$P_{ki} = V_k^2 g_{ik} - V_i V_k g_{ik} \cos \theta_{ik} + V_i V_k b_{ik} \sin \theta_{ik} \quad (B.9)$$

sendo os parametros g_{ik} e b_{ik} obtidos de (A.2)

$$g_{ik} = \frac{r_{ik}}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2} \quad ; \quad b_{ik} = \frac{-x_{ik}}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2} \quad (B.10)$$

Considerando as mesmas hipóteses referidas, tem-se:

$$P_{ik} = -P_{ki} = \frac{1}{x_{ik}} \theta_{ik} = x_{ik}^{-1} \theta_{ik} \quad (B.11)$$

Chamando de ℓ o ramo ik, e fazendo,

$$\psi_{\ell} = \psi_{ik} = \theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$$

$$\gamma_{\ell} = x_{ik}^{-1}$$

$$T_{\ell} = P_{ik} = -P_{ki}$$

chega-se a expressão:

$$T_{\ell} = x_{ik}^{-1} \theta_{ik} = \gamma_{\ell} \psi_{\ell} \quad (B.12)$$

Ao aplicar esta equação a todos os ramos do sistema chega-se à equação matricial seguinte:

$$\underline{T} = \gamma \underline{\psi} \quad (\text{B.13})$$

sendo:

\underline{T} = vetor dos trânsitos de potência ativa nos ramos

$\underline{\psi}$ = vetor das aberturas angulares dos ramos da rede

γ = matriz diagonal, definida anteriormente

Mas, as aberturas angulares podem ser obtidas quando são conhecidas os ângulos das tensões nodais e com o auxílio da matriz de incidência nodal (A), já referida,

$$\underline{\psi} = A \underline{\theta} \quad (\text{B.14})$$

sendo que o vetor $\underline{\theta}$ possui NB-1 elementos, pela supressão do ângulo da barra de referência.

De (B.5) tem-se:

$$\underline{\theta} = B^{-1} \underline{P} \quad (\text{B.15})$$

Levando (B.15) e (B.14) em (B.13), chega-se a:

$$\underline{T} = (\gamma A B^{-1}) \underline{P} \quad (\text{B.16})$$

donde, finalmente, obtêm-se a equação linearizada dos fluxos de potências nos ramos de uma rede de potência.

$$\underline{T} = S \underline{P} \quad (\text{B.17})$$

$$S = \gamma A B^{-1} \quad (\text{B.18})$$

sendo S a matriz que relaciona as injeções de potência ativa em

todos os nós (exceto o nó de referência) com os trânsitos de ativos nos ramos. Portanto S é uma matriz de dimensão NL x (NB - 1).

Etapa 2 - Perdas ativas consideradas

A equação (B.17), como pôde ser observado em todo o procedimento de cálculo, não leva em consideração as perdas de potência ativa distribuídas em todos os ramos de um sistema elétrico de potência. Nesta etapa, será mostrado um método matemático para levar em conta estas perdas [1].

A perda ativa em uma linha ℓ entre os nós i e k é dada por:

$$\text{PERDA}_{\ell} = P_{ik} + P_{ki} \quad (\text{B.19})$$

Substituindo (B.8) e (B.9) em (B.19), chega-se a:

$$\text{PERDA}_{\ell} = g_{ik} (V_i^2 + V_k^2 - 2V_i V_k \cos\theta_{ik}) \quad (\text{B.20})$$

Adotando as seguintes simplificações em (B.20):

1a). $V_i = V_k = 1,0$ pu - Já referida anteriormente como 3a. hipótese

2a). $\cos\theta_{ik} = 1 - \frac{\theta_{ik}^2}{2}$ - Esta expressão é válida para pequenas aberturas angulares sendo proveniente da 2a. hipótese discutida.

Daí, obtêm-se a expressão aproximada para o cálculo das perdas de transmissão em um ramo ℓ , dada por:

$$\text{PERDA}_{\ell} = \text{PERDA}_{ik} = g_{ik} \theta_{ik}^2 \quad (\text{B.21})$$

Retornando à equação para obtenção da injeção de potência ativa em um nó i , demonstrada no apêndice A e relacionada como (A.14), e re

escrevendo-a de outra forma, tem-se:

$$P_i = V_i^2 g_{ii} + V_i \sum_{k \in \Omega_i} V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (B.22)$$

De (A.8) e (A.9), supondo que o ramo l é de uma linha de transmissão ligando os nós i e k , chega-se a:

$$G_{ii} = \sum_{k \in \Omega_i} g_{ik}$$

$$G_{ik} = -g_{ik}$$

$$B_{ik} = -b_{ik} \equiv x_{ik}^{-1} \quad (\text{ver expressão B.10})$$

Substituindo em (B.22) já considerando as duas últimas aproximações e também que $\sin \theta_{ik} = \theta_{ik}$, obtém-se:

$$P_i = \sum_{k \in \Omega_i} g_{ik} + \sum_{k \in \Omega_i} \left[-g_{ik} \left(1 - \frac{\theta_{ik}^2}{2}\right) + x_{ik}^{-1} \theta_{ik} \right] \quad (B.23)$$

Desenvolvendo,

$$P_i = \frac{1}{2} \sum_{k \in \Omega_i} g_{ik} \theta_{ik}^2 + \sum_{k \in \Omega_i} x_{ik}^{-1} \theta_{ik}$$

$$P_i - \frac{1}{2} \sum_{k \in \Omega_i} g_{ik} \theta_{ik}^2 = \sum_{k \in \Omega_i} x_{ik}^{-1} \theta_{ik} \quad (B.24)$$

De (B.21) e (B.12), resulta:

$$P_i - \frac{1}{2} \sum_{k \in \Omega_i} \text{PERDA}_{ik} = \sum_{k \in \Omega_i} T_{ik} \quad (B.25)$$

Portanto, o lado esquerdo da equação (B.25) é dado pela injeção líquida de potência ativa na barra i menos a metade das perdas ativas de todas as linhas que tem a barra i como terminal. Daí, pode-se dizer que o efeito das perdas pode ser representado como car-

gas adicionais, obtidas dividindo-se as perdas de cada linha do sistema em suas barras terminais. Em notação vetorial, corresponde a (B.25), e (B.5), obtém-se:

$$\underline{p} + \underline{p}^{\text{perdas}} = \underline{p}' = B\underline{\theta}' \quad (\text{B.26})$$

onde:

$\underline{p}^{\text{perdas}}$ = vetor que armazena para cada barra i , a soma das metades das perdas de todas as linhas que iniciam ou terminam na barra i

\underline{p}' = vetor das injeções de potências ativas nodais modificado pela consideração das perdas

$\underline{\theta}'$ = vetor dos ângulos de fase das tensões nodais modificado pela consideração das perdas.

Obs: Todos estes vetores possuem dimensão NB-1, pela eliminação da barra de referência dos cálculos.

De (B.26) obtêm-se o valor do vetor $\underline{\theta}'$. Partindo-se daí, pode-se calcular o novo vetor de aberturas angulares dado pela expressão (B.27) de acordo com (B.14).

$$\underline{\psi}' = A \underline{\theta}' \quad (\text{B.27})$$

De (B.13) chega-se, finalmente, à expressão que determina os fluxos de potência ativa nos ramos de uma rede modificados pela inclusão das perdas na formulação.

$$\underline{T}' = \gamma \underline{\psi}' \quad (\text{2.28})$$

De (B.27) e (B.26)

$$\underline{T}' = (\gamma A B^{-1}) \underline{p}' \quad (\text{B.29})$$

$$\underline{T}' = S \underline{P}' \quad (B.30)$$

$$S = \gamma A B^{-1} \quad (B.18)$$

Conclusões:

1. O processo de se incluir as perdas na formulação do fluxo de carga linearizado representa muito pouco em termos de esforço computacional. Isto porque a matriz S, ou suas componentes γ , A e B^{-1} , permanecem inalteradas com ou sem consideração das perdas. Além disso o vetor $\underline{p}^{\text{perdas}}$ utilizado no cálculo de \underline{P}' é mantido invariável para todas as contingências e igual ao valor para o caso base.
2. As equações do fluxo de carga linearizado sem perdas e com perdas, dadas por (B.12) e (B.28), respectivamente possuem a mesma forma que a Lei de Ohm aplicado a um resistor percorrido por corrente contínua, fazendo as analogias:

T_{ik} ou T'_{ik} análogo à intensidade de corrente (I)

ψ_{ik} ou ψ'_{ik} análogo à diferença de potencial (V)

x_{ik} análogo à resistência (R)

tem-se:

$$T_{ik} = \frac{\psi_{ik}}{x_{ik}} = \frac{\theta_i - \theta_k}{x_{ik}} \text{ análogo a } I = \frac{V}{R}$$

Por esta razão, o modelo da rede de transmissão baseado nestas relações é também conhecido como Modelo CC e estas relações referidas como equações do Fluxo de Carga CC.

3. A consideração de ramos que representam transformadores em fase e defasadores no cálculo das equações do fluxo de carga li-

nearizado, provoca algumas pequenas alterações nas formulações obtidas. Para detalhes sugere-se recorrer à referência [1].

4. Uma das vantagens de se usar o modelo CC no cálculo dos trânsitos da rede consiste no fato de ele sempre fornecer uma solução, mesmo para problemas que não poderiam ser resolvidos pelos métodos convencionais de fluxo de carga (Newton-Raphson, por exemplo). Esta é uma característica importante explorada na Análise de Contingências onde se testam perdas de linhas e geradores. Neste caso, a solução fornecida pelo modelo CC, para a hipótese de perda de uma linha, por exemplo, é útil no sentido de dar uma idéia de quanto será excedida a capacidade de transmissão de outra linha ou ramo, enquanto que com o modelo não linear pode acontecer, eventualmente, de não existir solução viável. Concluindo, o fluxo de carga linearizado não possui problemas de convergências como os métodos convencionais de fluxo de carga, pois o modelo CC ignora a parte reativa do problema.

APÊNDICE CCálculo das perdas diferenciais de potência ativa

No desenvolvimento deste trabalho, procurou-se evidenciar a necessidade de que o programa do DGTR fosse de execução rápida e confiável para determinar as melhores estratégias de operação, face aos objetivos pretendidos pelo despacho, seja ele de segurança ou econômico. As vantagens inerentes da programação linear (PL) justificadas pela completa confiabilidade computacional e alta velocidade de execução [18], resultou em sua aplicabilidade indiscutível na operação em tempo real, particularmente no DGTR. A principal exigência, neste caso, é que tanto a função objetivo como as restrições envolvidas no despacho, devem ser lineares ou linearizadas [2]. A restrição de igualdade que realiza o balanço de potência de um sistema é dada por:

$$\sum_{i \in N} PG_i = \sum_{i \in N} PC_i + \text{PERDAS} \quad (\text{C.1})$$

ou, de outro modo:

$$\sum_{i \in N} (PG_i - PC_i) = \sum_{i \in N} P_i = \text{PERDAS} \quad (\text{C.2})$$

onde:

PG_i = potência ativa gerada na barra i

PC_i = potência ativa consumida na barra i

P_i = injeção líquida de potência ativa na barra i

PERDAS = perdas ativas totais de transmissão

$N = \{1, 2, \dots, NB\}$ = conjunto das barras ou nós do sistema

Devido à presença das perdas de potência ativa da rede de transmissão, os equacionamentos mostrados em (C.1) e (C.2) representam ex

pressões não-lineares, pois as perdas variam segundo o estado de operação corrente. O objetivo deste apêndice é, portanto, mostrar o procedimento utilizado na formulação matemática do programa DGTR (DS e DE) para se obter uma restrição de carga linear, através da distribuição das perdas por todas as barras do sistema. Os coeficientes assim obtidos são denominados de perdas diferenciais de potência ativa de barra.

Seja então, a expressão das injeções de potência ativa de barra determinada previamente como (A.14):

$$P_i = V_i \sum_{k \in K} V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \operatorname{sen} \theta_{ik}) \quad (C.3)$$

sendo K o conjunto de todas as barras k adjacentes à barra i, inclusive a própria barra i.

Desenvolvendo (C.3):

$$P_i = G_{ii} V_i^2 + \sum_{k \in \Omega_i} V_i V_k [G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \operatorname{sen}(\theta_i - \theta_k)] \quad (C.4)$$

sendo: $\Omega_i = K - \{i\}$

para $i \in N = \{1, 2, \dots, NB\}$

Derivando (C.4) em relação aos ângulos de fase das tensões nodais, tem-se:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = \sum_{k \in \Omega_i} V_i V_k [-G_{ik} \operatorname{sen}(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)] \quad (C.5)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} = V_i V_k [G_{ik} \operatorname{sen}(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)] \quad (C.6)$$

para $i \in N = \{1, 2, \dots, NB\}$

$i \neq k$

Para $i = 1, NB$ e $n = NB$, tem-se de (C.4):

$$P_i = \text{função} (\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_k, \dots, \theta_n) \quad (\text{C.7})$$

Fazendo a diferencial total de (C.7), obtêm-se:

$$dP_i = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_1} d\theta_1 + \dots + \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} d\theta_i + \dots + \frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} d\theta_k + \dots \quad (\text{C.8})$$

Escrevendo (C.8) para $i = 1, \text{NB}$, chega-se à expressão:

$$\boxed{dP = J d\theta} \quad (\text{C.9})$$

donde, pode-se escrever:

$\underline{dP} = \underline{P}(\underline{\theta}) - \underline{P}(\underline{\theta}^\circ) =$ vetor que mostra os desvios das injeções de ativos em relação ao caso base, para todas as barras.

$\underline{d\theta} = \underline{\theta} - \underline{\theta}^\circ =$ vetor que dá o desvio dos ângulos de barra em relação aos ângulos obtidos no caso base.

$J =$ matriz jacobiana, cujos elementos são obtidos pelas expressões (C.5) e (C.6), substituindo os valores de $\underline{\theta}$ do caso base.

Desenvolvendo J ($n = NB$):

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} \\ \frac{\partial P_2}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_i}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_k} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} \end{bmatrix} \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ \\ i \\ \\ n \end{matrix} \quad (C.10)$$

J é uma matriz quadrada singular pois a soma dos elementos de uma linha i qualquer é nula. Isto pode ser comprovado mediante utilização das expressões (C.5) e (C.6) em (C.10). Expressando algebricamente esta afirmação, tem-se:

$$\sum_{k \in N} J_{ik} = \sum_{k \in N} (\partial P_i / \partial \theta_k) = 0 \quad (C.11)$$

para $i \in N = \{1, 2, \dots, NB\}$,

sendo J_{ik} , para i fixo e k variável um vetor formado pela i -ésima linha da matriz J .

De (C.11) pode-se mostrar que as colunas de J formam um conjunto linearmente dependente (LD). Como J é uma matriz

quadrada, pode-se dizer o mesmo para as linhas.

Daí, deve existir uma combinação linear, a coeficientes não todos nulos, entre as NB linhas de J tal que a seguinte expressão seja válida:

$$\sum_{i \in N} \lambda_i J_{ik} = \sum_{i \in N} \lambda_i (\partial P_i / \partial \theta_k) = 0 \quad (C.12)$$

para $k \in N = \{1, 2, \dots, NB\}$

Escrevendo de outra maneira, tem-se:

$$\boxed{J^t \underline{\lambda} = \underline{0}} \quad (C.13)$$

onde:

J^t = matriz jacobiana transposta de ordem igual a NB

$\underline{\lambda}$ = vetor dos coeficientes não todos nulos com NB elementos

$\underline{0}$ = vetor nulo

Desenvolvendo a expressão (C.13), obtém-se:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} \\ \frac{\partial P_1}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_2} \\ \frac{\partial P_1}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_3} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_n} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \\ \lambda_3 \\ \vdots \\ \lambda_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (C.14)$$

Para tornar J não singular, elimina-se desta matriz uma linha e uma coluna, sendo escolhidas, por conveniência, aquelas relativas à barra de referência (adotadas neste texto como sendo o nó 1).

Modificando convenientemente a expressão (C.14),

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \cdots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_2} \\ \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} & \cdots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_3} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_2}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_2 \\ \lambda_3 \\ \vdots \\ \lambda_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\lambda_1 \frac{\partial P_1}{\partial \theta_2} \\ -\lambda_1 \frac{\partial P_1}{\partial \theta_3} \\ \vdots \\ -\lambda_1 \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} \end{bmatrix} \quad (C.15)$$

Em forma de equação matricial, tem-se

$$\boxed{H^t \underline{\lambda}' = \underline{\rho}} \quad (C.16)$$

onde:

H = matriz obtida a partir da matriz jacobiana J , eliminando a linha e a coluna correspondente à barra de referência. Ordem $NB-1$.

$\underline{\lambda}'$ = vetor das perdas diferenciais de potência ativa para todas as barras, exceto a referência.

$\underline{\rho}$ = vetor cujos elementos são obtidos pelo produto do λ da barra de referência pelas derivadas da potência desta mesma barra em relação aos ângulos das tensões de todas as barras, exceto a referência.

Comentários:

1º) A equação (C.16) mostra que se for conhecido o valor do λ da barra de referência e se calcularmos os valores das derivadas $\partial P/\partial \theta$ para a condição operativa qualquer da rede (expressões

(C.5) e (C.6)), os λ relativos às outras barras podem ser obtidos.

- 2º) Um valor prático e adotado neste trabalho é de se considerar $\lambda_{ref} = 1$. Deste procedimento decorre que os λ para as outras barras devem ter valores em torno de 1, fato este observado ao executar o programa de DGTR.
- 3º) A solução da equação (C.16) tornou-se possível ao se reduzir a ordem da matriz jacobiana, pois a matriz H resultante é agora não-singular. Daí pode-se resolver esta equação usando inversão direta de H ou através de outro método tal como eliminação de Gauss, transformação "LDU", etc.
- 4º) A matriz H é bastante esparsa, pois $\partial P_i / \partial \theta_k$ é nulo quando a barra k não possui ligação (através da linha ou transformador) com a barra i. Também, pode ser observado que a matriz H possui somente simetria de posição de seus elementos, não sendo válida a relação $H^t = H$.

Retomando a expressão (C.9) e fazendo a transposta em ambos os lados da igualdade, tem-se

$$(\underline{dP})^t = (\underline{d\theta})^t J^t \quad (C.17)$$

Pós-multiplicando ambos os lados por $\underline{\lambda}$,

$$(\underline{dP})^t \underline{\lambda} = (\underline{d\theta})^t \underbrace{J^t \underline{\lambda}}_0 \quad (C.18)$$

0 pela equação (C.13)

Substituindo, $\underline{dP} = \underline{P} - \underline{P}^0$, resulta finalmente a expressão:

$$\boxed{(\underline{P} - \underline{P}^0)^t \underline{\lambda} = \underline{0}} \quad (C.19)$$

Escrevendo de forma algébrica,

$$\sum_{i \in N} \lambda_i (P_i - P_i^0) = 0 \quad (C.20)$$

Desenvolvendo,

$$\sum_{i \in N} \lambda_i P_i = \sum_{i \in N} \lambda_i P_i^0 \quad (C.21)$$

Substituindo $P_i = PG_i - PC_i$, tem-se:

$$\sum_{i \in N} \lambda_i (PG_i - PC_i) = \sum_{i \in N} \lambda_i (PG_i^0 - PC_i^0) \quad (C.22)$$

Se os desvios dP_i são realizados em um curto período de tempo pode-se admitir, em muitas aplicações, que a carga permanece invariável, isto é, $PC_i = PC_i^0$. Daí resulta a expressão simplificada:

$$\sum_{i \in N} \lambda_i PG_i = \sum_{i \in N} \lambda_i PG_i^0 \quad (C.23)$$

Conclusões:

1. As relações (C.22) e (C.23) são as equações que linearizam o balanço de carga no DS e no DE, respectivamente. Na verdade, elas atuam no sentido de manter a mesma configuração de potência ativa antes e depois de uma perturbação. Para isto, os λ_i calculados na condição normal ou de base, são mantidos fixos em toda a execução do despacho de geração.
2. Retornando ao início, na equação (C.2), pode-se notar que uma variação na soma das injeções líquidas de todas as barras do sistema resulta em um acréscimo ou decréscimo do total das perdas ativas. Desta observação e da equação (C.20) pode-se con-

cluír que os λ_i representam também os fatores de participação das barras na composição das perdas totais de um sistema.

APÊNDICE D

Elementos de Programação Linear

Sempre que um problema pode ser expresso como a maximização (minimização) de uma função linear de variáveis sujeitas a restrições também lineares, a ferramenta matemática consagrada para sua solução é a programação linear (PL), cuja forma mais conhecida e usual é o método simplex desenvolvido por George Dantzig em 1947 [2]. Muitas variantes deste método foram posteriormente desenvolvidas, procurando explorar melhor a estrutura dos problemas lineares e dos meios de computação, no sentido de obtenção de algoritmos mais eficientes (menor requisito de memória, maior velocidade de solução, maior precisão numérica, etc).

Aqui serão apresentados o método simplex clássico e outros métodos e técnicas, dele decorrentes, considerados importantes, não sendo intenção de aprofundar em considerações matemáticas e computacionais a respeito, mas tendo tão somente o objetivo de revisar os elementos básicos da PL. Para estudo mais criterioso e abrangente, deve-se recorrer a extensa bibliografia existente em PL, recomendando-se em particular [42], [2, 3].

D.1 - O Método Simplex

Consiste de uma técnica destinada a determinar algebricamente a solução ótima de um modelo de programação linear, disposto na seguinte forma padrão:

$$\text{Máx: } z = \underline{c}^t \underline{x} \quad (\text{D.1})$$

$$\text{Sujeito a: } \underline{Ax} = \underline{b} \quad (\text{D.2})$$

$$\text{e: } \underline{x} \geq \underline{0} \quad (\text{D.3})$$

onde: z = função objetivo a ser maximizada (escalar)

\underline{c} = vetor dos coeficientes da função objetivo (dimensão n)

\underline{x} = vetor das variáveis da função objetivo (dimensão n)

\underline{b} = vetor dos elementos do segundo membro das restrições (dimensão m)

A = matriz dos coeficientes das restrições (dimensão $m \times n$)

$\underline{0}$ = vetor nulo (ordem n)

Obs: m = número de restrições (linhas de A)

n = número de variáveis (colunas de A)

A pesquisa da solução ótima no método simplex se baseia no fato de que o sistema representado pelas desigualdades (D.2) tem, possivelmente, várias soluções e que o conjunto formado por estas soluções é convexo, isto é, pode ser representado geometricamente por uma região "sólida" e sem "buracos" [42].

A transformação de todas as desigualdades de expressões de igualdade pela introdução de variáveis de folga (ou de excesso) é muito importante para a caracterização da matriz de "base" do simplex. Supondo que o posto da matriz dos coeficientes é igual ao número de restrições m , (com geralmente $n > m$), e que não existe equações redundantes, deve-se desenvolver bases algébricas para solucionar a equação (D.2). Uma base B , de ordem m , é formada por um conjunto de m colunas (vetores) de A linearmente independentes de tal maneira que B é matriz quadrada não singular.

A matriz A pode então ser particionada como:

$$A = \left[B \mid \bar{B} \right] \tag{D.4}$$

onde:

B = matriz base, ordem m

\bar{B} = matriz não básica, dimensão m x (n - m)

Da expressão (D.2), tem-se:

$$\left[B \mid \bar{B} \right] \begin{bmatrix} \underline{x}_B \\ \underline{x}_{\bar{B}} \end{bmatrix} = \underline{b} \tag{D.5}$$

onde:

\underline{x}_B = vetor das variáveis básicas, dimensão m

$\underline{x}_{\bar{B}}$ = vetor das variáveis não-básicas, dimensão n-m

Desenvolvendo (D.5)

$$B \underline{x}_B + \bar{B} \underline{x}_{\bar{B}} = \underline{b} \tag{D.6}$$

Fazendo $\underline{x}_{\bar{B}} = \underline{0}$, obtêm-se

$$B \underline{x}_B = \underline{b} \tag{D.7}$$

$$\boxed{\underline{x}_B = B^{-1} \underline{b}} \tag{D.8}$$

Observe que a solução da equação matricial (D.2) provém da consideração de que todas as variáveis não-básicas (não pertencentes às colunas de B) devem ser nulas.

Para obtenção do valor da função objetiva, parte-se da expressão (D.1) fazendo-se:

$$z = \begin{bmatrix} \underline{c}_B & | & \underline{c}_{\bar{B}} \end{bmatrix}^t \begin{bmatrix} \underline{x}_B \\ \text{---} \\ \underline{x}_{\bar{B}} \end{bmatrix} \quad (\text{D.9})$$

onde:

\underline{c}_B = vetor de custo associado às variáveis básicas

$\underline{c}_{\bar{B}}$ = vetor de custo associado às variáveis não-básicas

Como $\underline{x}_{\bar{B}} = \underline{0}$, chega-se finalmente a:

$$z = \underline{c}_B^t \underline{x}_B \quad (\text{D.10})$$

A solução obtida da equação (D.8) é chamada de "*solução básica*". Toda solução que satisfaça (D.8) e (D.3) é chamada "*solução compatível básica*". Das soluções compatíveis básicas, obtidas pela formação de uma nova base com a retirada de uma coluna de B e a introdução de uma outra pertencente a \bar{B} , a que otimiza (maximiza, no caso) a função objetiva é a "*solução ótima*".

O método simplex requer, portanto, uma solução compatível básica como ponto de partida. Tal ponto, não é sempre fácil de encontrar e pode mesmo não existir se o conjunto de restrições não for convexo. A Fase 1 do método simplex tem o objetivo de encontrar esta solução inicial ou fornecer a informação de que ela não existe. Diz-se assim que a solução da PL é "*impossível*". A Fase 2 vai da solução inicial até encontrar a solução ótima ou então produz a informação que a solução é "*infinita*" (caso em que o conjunto de soluções não forma um espaço fechado).

O método simplex compreende resumidamente os seguintes passos:

I - Achar uma solução compatível básica inicial

II - Verificar se a solução atual é ótima. Se for, parar. Caso contrário, seguir para o passo III.

III- Determinar a variável não-básica que deve entrar na base.

IV - Determinar a variável básica que deve sair da base.

V - Achar, a partir daí, a nova solução compatível básica, e voltar ao passo II.

Obs: As etapas III e IV que representam uma mudança de base, podem ser realizadas com auxílio de uma sequência de operações elementares de linha conhecidas por "*operações de pivoteamento*", cujos detalhes se encontram na referência [3].

Escrevendo as restrições (D.2) como expressões de desigualdade, obtem-se o seguinte modelo de PL:

$$\text{Máx: } z = \underline{c}^t \underline{x} \quad (\text{D.11})$$

$$\text{Sujeito a: } A \underline{x} \geq \underline{b} \quad (\text{D.12})$$

$$\text{e: } \underline{x} \geq \underline{0} \quad (\text{D.13})$$

Relacionado com este modelo, existe um outro, denominado DUAL, formado pelos mesmos coeficientes, porém dispostos de maneira diferente. Ao modelo original dá-se o nome de PRIMAL. Associando a cada restrição do Primal uma variável w , o

problema Dual é assim definido:

$$\text{Mín: } d = \underline{b}^t \underline{w} \quad (\text{D.14})$$

$$\text{sujeito a: } A^t \underline{w} \leq \underline{c} \quad (\text{D.15})$$

$$\text{e: } \underline{w} \geq \underline{0} \quad (\text{D.16})$$

Obs: A dimensão da matriz A nas inequações (D.12) ou (D.15) é provavelmente diferente da dimensão de A na equação (D.2) se se tratar de um mesmo problema (devido às variáveis de folga ou excesso).

Comparando os dois problemas, pode-se concluir que:

- a) A função objetiva do Dual é de minimização, ao passo que no Primal é de maximização.
- b) As restrições do Dual são do tipo \geq , ao passo que as do Primal são do tipo \leq .
- c) Os termos constantes das restrições do Dual são os coeficientes da função objetiva do Primal.
- d) Os coeficientes da função objetiva do Dual são os termos constantes das restrições do Primal.
- e) O número de incógnitas do Dual é igual ao número de restrições do Primal.
- f) O número de restrições do Dual é igual ao número de incógnitas do Primal.
- g) A matriz dos coeficientes do Dual é a transposta da matriz dos coeficientes do Primal.

É importante ressaltar que ao se resolver o problema primal pelo método simplex, o problema dual também estará resolvido. Isto é explicado por meio do teorema da "folga complementar", muito utilizado na literatura de PL. Este teorema tem o seu nome devido ao fato das variáveis do primal estarem ligadas com as variáveis de folga do dual, e das variáveis de folga do primal estarem ligadas com as variáveis do dual. Daí se dizer que as soluções do primal e do dual são "complementares entre si" [42, 43].

Outro teorema que mostra a íntima relação entre os dois problemas diz que o "dual do dual é o próprio primal".

Pelo teorema da folga complementar pode-se provar que Máx: z = Mín: d , isto é, se o problema primal possui solução, o problema dual também possui e o valor ótimo é o mesmo.

Se o problema primal tem solução infinita, o problema dual é impossível; se o problema primal é impossível, o problema dual deve ter solução impossível ou uma solução infinita.

Partindo-se das análises anteriores, o algoritmo desenvolvido pelo método simplex deve ser aplicado sempre ao mais fácil dos dois problemas, conforme explicado no item D.3.

D.2 - O Método Simplex Revisado

Ao se executar uma iteração no simplex, muita informação contida no quadro do simplex não é usada. A revisão dos procedimentos realizados no simplex resultou nas vantagens de atualização da armazenagem computacional da matriz A , ou se-

ja, é modificada apenas a coluna pivô da matriz A e não toda a matriz como era feito antes. Desde que é comum se ter muito mais colunas do que linhas ($m > n$) em uma PL, os requisitos de tempo e de armazenagem computacional pode ser reduzido com este procedimento.

O método simplex revisado, especialmente utilizando a forma produto da inversa [42], tem um certo número de vantagens sobre o método simplex, no que diz respeito aos requisitos de precisão, velocidade e armazenagem, que são tanto mais expressivos quando:

a) o número de variáveis da PL é bem maior que o número de restrições ($n \gg m$).

b) o número de elementos não-nulos da matriz A é bem pequeno; isto é, A é uma matriz esparsa.

Neste método as multiplicações são realizadas entre vetores (colunas) contendo elementos não-nulos, evitando-se as multiplicações com zeros, reduzindo-se significativamente o tempo de computação e os erros de arredondamento.

D.3 - Os Métodos Simplex Dual e Primal-dual

Estes métodos de PL partem com uma solução incompatível para o primal e iterativamente forçam a solução a tornar-se compatível, de tal maneira que, quando esta solução é obtida, ela é também ótima. Os algoritmos nestes casos, não utilizam para partida a Fase 1, como adotada no método simplex. Isto porque para determinar o ponto de partida nesta fase do simplex, ignora-se completamente o critério de otimalidade e em conse

quência surge a desvantagem de que o ponto obtido pode não se situar, provavelmente, próximo do ótimo procurado.

Trabalhando simultaneamente na viabilidade e na otimalidade da solução primal, um menor número de iterações deve ser o esperado. Ambos os métodos operam para manter o dual compatibilizado e a folga complementar em cada nova iteração, enquanto a compatibilidade do primal é relaxada [2].

O simplex dual, desenvolvido por Lemke, tem o mesmo papel que a aplicação do método simplex ao dual do problema primal, mas é construído de modo a trabalhar dentro do quadro simplex primal padrão. Operacionalmente, o algoritmo envolve uma sequência de operações de pivoteamento neste quadro, mas com regras diferentes para escolher o elemento pivô, isto é, os critérios para introdução e remoção de um vetor (coluna) da base são aqueles para o dual, e não para o primal.

O método simplex dual pode ter sua aplicação indicada quando:

- a) o problema apresenta mais restrições que variáveis em sua forma original (primal),
- b) não for fácil encontrar uma solução básica inicial para o problema primal.

A primeira justificativa se baseia no fato de que um número maior de restrições conduz a uma base maior e, portanto, maior esforço computacional para inversão da mesma (mesmo que de forma indireta).

A segunda justificativa fundamenta-se na afirmação de que algumas vezes é mais fácil começar com uma solução

básica incompatível, porém "*melhor que a ótima*" [43] e procurar a compatibilidade (procedimento do método simplex dual), do que obter uma solução compatível básica inicial e depois otimizá-la, como se faz no método simplex.

O algoritmo primal-dual desenvolvido por Dantzig, Ford e Fulkerson [2], introduz variáveis artificiais no primal, requisitando uma Fase 1, mas que atua diferentemente da empregada no método simplex. O problema dual é usado para determinar quais vetores (colunas) podem entrar na base primal. O procedimento computacional é tal que, quando a Fase 1 termina, encontra-se uma solução tanto ótima, quanto viável, para o dado problema.

Obs: Quando se utilizar o método simplex revisado para resolver um determinado problema, explorando as propriedades da forma dual deste problema, tal como feito no método simplex dual, obtêm-se o método simplex revisado dual, com as vantagens advindas desta aplicação.

D.4 - O Princípio da Decomposição

Consiste de uma técnica de uso recomendado a qualquer programa linear cuja matriz de coeficiente tenha estrutura tal que possa ser separada em blocos independentes ligados por equações de acoplamento.

Inicialmente forma-se um "*programa principal*" equivalente, com somente um pouco mais de linhas que as equações de acoplamento do problema original, mas com muito mais colunas. O programa é resolvido sem tabulação de todas estas colu-

nas pela geração das mesmas sempre que for necessário, utilizando uma técnica chamada por Lasdon de "geração de coluna" [2]. O problema resultante envolve interação entre um grupo de subproblemas independentes cuja função objetivo contém parâmetros variáveis e o programa principal ou coordenador ("*major program*"). Os subproblemas se comunicam com o programa principal através daquele conjunto de parâmetros (multiplicadores do simplex ou preços) e enviam suas soluções para o programa principal, o qual os combina com uma solução prévia de uma maneira ótima e computa novos preços ou parâmetros. Estes são novamente levados aos subproblemas, e as iterações continuam até que o critério de otimalidade seja atingido.

O procedimento possui uma interpretação econômica, segundo o qual o programa principal coordena as ações dos subproblemas pelo estabelecimento de preços sobre os recursos usados por estes.

Esta técnica surgiu em 1960 através de uma publicação intitulada de Princípios de Decomposição de Dantzig - Wolfe e pode ser utilizada em conjugação com os métodos anteriormente descritos, existindo vantagens e desvantagens que devem ser apreciadas em cada caso [2].

Conclusão:

Os métodos simplex revisado, simplex dual, primal-dual e a técnica de decomposição são, como visto, extensões e melhoramentos do método simplex, resultantes da observação das características e propriedades do algoritmo do simplex e também das estruturas dos modelos de programação linear. O mé-

todo de relaxação é outra técnica que se enquadra dentro desta observação, mas foi omitido neste apêndice por ter sido abordado anteriormente nos capítulos 4 (ítem 4.4) e 6 (ítem 6.3).