Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica

Métodos Analíticos Para Auxílio à Restauração Após Blecautes de Sistemas de Energia Elétrica

José Vicente Canto dos Santos

Ariovaldo V. Garcia
Orientador

Este exemplar corresponde a redação final da tese defendida por José Vicente Canto dos Santos e aprovada pela Comissão Julgada em 18 / 12 / 1998.
Orientador

9913785

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

Campinas, dezembro de 1998.

UNIDADE BC
N.º CHAMADA
V. EX.
TOMBO BC/ 34076
PROC. 229/99
C D X
PREÇO 11,00
DATA 17-07-99
N.º CPD

CM-00125646-5

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

Sa59m

Santos, José Vicente Canto dos
Métodos analíticos para auxílio à restauração após blecautes de sistemas de energia elétrica. / José Vicente Canto dos Santos.--Campinas, SP: [s.n.], 1998.

Orientador: Ariovaldo V. Garcia.
Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas de energia elétrica - Controle. 2. Sistemas de energia elétrica – Transmissão. I. Garcia, Ariovaldo V.. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

A Zosymo e Alcy, meus amados pais.

À Isabela, minha amada esposa.

Agradecimentos

- Ao Professor Ariovaldo V. Garcia pela competente orientação, pela grande compreensão e pelo constante estímulo demonstrados ao longo destes anos de trabalho.
- À Isabela Hoffmeister Menegotto, minha esposa, pelo carinho e compreensão imensos e constantes em nossa vida.
- A Zosymo Lopes dos Santos e Alcy Canto dos Santos, meus pais, pelo apoio integral em todos os meus projetos e pelo exemplo de dedicação ao ensino e à pesquisa.
- À toda minha família pelo apoio e pela compreensão demonstrados nestes anos de afastamento geográfico.
- Ao DSEE / FEEC / UNICAMP, pelas excelentes condições de trabalho fornecidas aos alunos.
- Aos novos ou antigos amigos e colegas do DSEE e de outros departamentos da FEEC pela cooperação sempre presente e pelas valiosas sugestões.

Este trabalho contou com o apoio financeiro da CAPES.

Resumo

O objetivo deste trabalho é tratar da restauração de sistemas de potência, um dos temas da engenharia elétrica que vem recebendo grande atenção nos últimos anos devido à imensa dependência que as sociedades industriais possuem de um fornecimento constante de energia elétrica, o que leva as mesmas a sofrerem vastos prejuízos quando ocorrem blecautes que interrompem este fornecimento.

A restauração de sistemas elétricos de grande porte após a ocorrência de distúrbios graves é um tema bastante amplo e complexo onde um problema básico é a determinação da configuração do sistema tendo como objetivo o atendimento de cargas consideradas prioritárias. Isso normalmente é feito em estágios sendo que em cada etapa atende-se a um conjunto de cargas.

Neste trabalho é apresentado um conjunto de métodos para resolver este problema levando em conta o modelo não linear (CA) das redes elétricas bem como seus principais limites de operação. A abordagem desenvolvida é genérica e utiliza diversas idéias originárias das áreas de planejamento da expansão de sistemas de transmissão e de planejamento reativo em sistemas de energia elétrica incluindo uma expansão do conceito de rede fictícia, programação linear e diferentes modelos de cálculo de fluxo de carga, um dos quais proposto neste trabalho.

Para demonstrar o sucesso dos métodos desenvolvidos são apresentados resultados obtidos para diversas redes de potência incluindo um sistema real brasileiro.

Abstract

The subject of this work is the power system restoration, one of the main problems in the electrical engineering area. Due to the great dependency of electricity of a modern industrial society, this subject has receiving great attention.

The restoration of large electrical power systems after the occurrence of serious blackouts is a complex problem where the basic goal is to obtain the system configuration in order to attend loads with different priorities. The restoration is done through stages and in each stage the service is restored to a predetermined set of loads.

A set of methods to solve the power system restoration problem is presented in this work. The solution takes into account the nonlinear network model (AC model) as well as its constraints and operational limits. The developed approach is general and it uses some ideas originally developed in order to solve the power system expansion planning problem. The fictitious network concept is extended to the reactive model, linear programming and different load flow calculations models are used.

Results obtained with test systems as well as with a large realistic Brazilian system are presented.

Índice

1 Introdução **1**

2 Problema de restauração de sistemas de potência **3**

2.1 Alguns grandes blecautes 3

2.2 Problema de restauração de sistemas de potência 6

2.3 Revisão bibliográfica 10

2.3.1 RSP via Inteligência Artificial 11

2.3.2 RSP baseada em otimização 21

2.3.3 Particularidades do problema de RSP 26

2.4 Definição e decomposição do problema tratado 31

2.4.1 Tratamento de sistemas desconexos 33

3 Modelagem **36**

3.1 Modelos linearizados para a parte ativa do problema 36

3.1.1 Semelhanças com o problema de planejamento da expansão 36

3.1.2 Uma solução simplificada 40

3.1.3 Solução baseada em PL 44

3.1.4 Solução baseada em PL e FCCC 51

3.1.5 FCCC alternativo 53

3.1.6 Solução baseada em PL e FCCC alternativo 59

3.2 Modelagem para o problema completo 61

3.2.1 Características da parte reativa do problema 61

3.2.2 Solução baseada em PL e FCAC 65

4 Testes e resultados **73**

4.1 Organização 73
4.2 Método I 75
4.2.1 Sistema IEEE-30 75
4.3 Método II 79
4.3.1 Sistema IEEE-30 79
4.4 Método III 82
4.4.1 FCCC alternativo 82
4.4.2 Sistema IEEE-30 89
4.4.3 Sistema IEEE-14 89
4.4.4 Sistema SB-810 97
4.5 Análise dos resultados 107

5 Conclusões **113**

Bibliografia **116**

A Dados utilizados **124**

B Detalhes do uso de PL **126**

C Publicações **130**

Lista de Figuras

2.1 Sistema teste de 6 barras e 6 ramos 31
2.2 Sistema teste inoperante 34
2.3 Sistema desconexo após blecaute 34
2.4 Expansão do conceito de rede fictícia 35

3.1 Primeira configuração do sistema teste 41
3.2 Segunda configuração do sistema teste 42
3.3 Terceira configuração do sistema teste 43
3.4 Primeiro método proposto 50
3.5 Segundo método proposto 54
3.6 Modelo alternativo de fluxo de potência linearizado: a) Sistema CA; b) Modelo CC com barras terminais dos geradores ligadas à terra 56
3.7 Sistema de 6 barras: a) Sistema intacto; b) Sistema sob contingência . . . 58
3.8 Visão simplificada da primeira etapa do terceiro método 59
3.9 Segunda etapa do terceiro método 62
3.10 Sistema teste IEEE de 14 barras 63
3.11 Método para solução da parte reativa 69
3.12 Representação da obtenção da solução 71
3.13 Funcionamento geral da abordagem proposta 72

4.1 Sistema IEEE-30 fora de operação 75
4.2 Configuração determinada para o sistema IEEE-30 77
4.3 Configuração determinada para o sistema IEEE-30 81
4.4 Sistema de 6 barras 84

4.5 Processo de recomposição do sistema IEEE-30: a) solução do primeiro estágio; b) solução do segundo estágio 93
4.6 Processo de recomposição do sistema IEEE-14: a) sistema fora de operação; b) solução do primeiro estágio e c) solução do segundo estágio 95
4.7 Solução obtida para o primeiro estágio – parte do sistema SB-810 99
4.8 Solução obtida para o primeiro estágio – 5 ilhas independentes no sistema SB-810 106
4.9 Visão esquemática da primeira parte do método III 108

B.1 Trecho de programa para solução de PL 126

Lista de Tabelas

2.1 Dados de barras do sistema teste 32
2.2 Dados de ramos do sistema teste 32

3.1 Valores de ângulos na primeira solução 42
3.2 Valores de ângulos na segunda solução 43
3.3 Valores de ângulos na terceira solução 44

4.1 Resumo do processo de solução – sistema IEEE-30 76
4.2 Resultados fornecidos pelo Método I para o sistema IEEE-30 76
4.3 Resultados fornecidos pelo Método I para o sistema IEEE-30 78
4.4 Resumo do processo de solução – sistema IEEE-30 79
4.5 Resultados fornecidos pelo Método I para o sistema IEEE-30 80
4.6 Resultados fornecidos pelo Método I para o sistema IEEE-30 80
4.7 Resumo do processo de solução – sistema IEEE-30 81
4.8 Resultados fornecidos pelo Método II para o sistema IEEE-30 83
4.9 Resultados fornecidos pelo Método II para o sistema IEEE-30 84
4.10 Resultados fornecidos pelo Método II para o sistema IEEE-30 85
4.11 Dados de ramos do sistema de 6 barras 86
4.12 Dados de barras do sistema de 6 barras 86
4.13 Injeções ativas especificadas para o sistema de 6 barras 86
4.14 Resultados para o sistema de 6 barras 87
4.15 Resultados para o sistema de 6 barras 87
4.16 Resultados para o sistema de 6 barras sob contingência 88
4.17 Resultados para o sistema de 6 barras sob contingência 88
4.18 Resumo do processo de solução – sistema IEEE-30 90

4.19 Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema IEEE-30 90
4.20 Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema IEEE-30 91
4.21 Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema IEEE-30 91
4.22 Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema IEEE-30 92
4.23 Resumo do processo de solução – sistema IEEE-14 94
4.24 Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema IEEE-14 94
4.25 Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema IEEE-14 96
4.26 Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema IEEE-14 96
4.27 Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema IEEE-14 97
4.28 Resumo do processo de solução – sistema SB-810 98
4.29 Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema SB-810 98
4.30 Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema SB-810 99
4.31 Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema SB-810 99
4.32 Resultados fornecidos pelo modelo de FCCC alternativo, durante solução do segundo estágio – sistema SB-810 101
4.33 Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema SB-810 102
4.34 Resumo do processo de solução – sistema SB-810 102
4.35 Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema SB-810 102
4.36 Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema SB-810 103
4.37 Resumo do processo de solução – sistema SB-810 103
4.38 Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema SB-810 104
4.39 Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema SB-810 104
4.40 Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema SB-810 104
4.41 Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema SB-810 105
4.42 Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema SB-810 105
4.43 Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema SB-810 105
4.44 Tempos de processamento para o sistema SB-810 com o Método III - 1º teste 110
4.45 Tempos de processamento para o sistema SB-810 com o Método III - 2º teste 111
4.46 Tempos de processamento para o sistema SB-810 com o Método III - 3º teste 111

A.1 Limites de geração para o sistema IEEE-30 124
A.2 Limites de transmissão para o sistema IEEE-30 125

Capítulo 1

Introdução

Listar todos os fatores que demonstram a importância da utilização de energia elétrica atualmente é uma tarefa muito difícil. A importância desta forma de energia para as sociedades é tamanha que uma das maneiras de se verificar o grau de desenvolvimento de um país é precisamente através da quantificação do seu consumo de energia elétrica. Sendo assim, nas últimas décadas foram bastante grandes os investimentos realizados para a melhoria da segurança de operação dos sistemas de energia elétrica de grande porte e da qualidade do fornecimento de energia para os consumidores. Mesmo com esses investimentos o risco de ocorrência de blecautes em grandes áreas dos sistemas ainda é uma possibilidade real. A preocupação com esta possibilidade, advinda dos imensos (às vezes incalculáveis) prejuízos causados por um blecaute, conduz à importância crescente do estudo da restauração de sistemas de potência. Nesta área da análise de sistemas de energia elétrica são estudados procedimentos cuja finalidade é determinar a melhor maneira de se conduzir um sistema elétrico de grande porte de um estado onde sua integridade está comprometida a outro em que o suprimento de energia é normal e os limites de operação dos equipamentos são respeitados.

O problema de restauração de sistemas de potência (neste trabalho abreviado como RSP) é bastante complexo devido aos muitos fatores envolvidos e, na literatura especializada sobre a área percebe-se que ainda não existe um procedimento que solucione integralmente o problema. Outra característica importante é que o problema é do tipo multi-estágio, sendo que em cada estágio o objetivo é o restabelecimento do fornecimento de energia a um grupo de cargas consideradas prioritárias. A definição destas prioridades deriva, normalmente, do grau de importância dos diferentes consumidores. Pode-se considerar que, para a recomposição de uma rede após um blecaute, a primeira questão a resolver é a determinação de quais são os equipamentos necessários para o restabelecimento de um grupo de cargas consideradas prioritárias em cada estágio do processo. Este é o problema enfocado neste trabalho, onde são apresentados vários métodos analíticos que,

do ponto de vista estático, solucionam o problema levando em consideração a existência de diversos estágios e os principais limites operativos das redes analisadas.

Após esta breve introdução, no Capítulo 2 é apresentado o relato de alguns grandes blecautes, é detalhado o problema de RSP, e, depois de uma revisão bibliográfica sobre o tema, é definido o subproblema tratado nesta Tese. No Capítulo 3 é descrita a modelagem elaborada neste trabalho inicialmente com a apresentação de uma metodologia simplificada, considerando somente o aspecto ativo do problema tratado. Prosseguindo, são apresentadas várias outras formas de solucionar o aspecto ativo do problema, todas explorando as semelhanças existentes entre o problema de RSP e o problema de planejamento da expansão de sistemas de energia elétrica e utilizando programação linear (PL). Ainda neste capítulo são apresentados um novo modelo proposto para o cálculo de fluxo de potência linearizado (FCCC) e a metodologia desenvolvida para o tratamento do problema completo (não linear). Já o Capítulo 4 é composto pela descrição de testes efetuados com diversas redes elétricas de potência e pela análise dos resultados obtidos. Finalmente, no Capítulo 5 são sintetizadas as principais conclusões obtidas ao longo do presente trabalho e listados alguns desenvolvimentos futuros possíveis de serem realizados. Após a lista de referências bibliográficas encontram-se em apêndices: A) os dados utilizados para alguns dos testes efetuados; B) a descrição de detalhes do uso de PL no problema enfocado e C) os artigos de divulgação científica oriundos da presente Tese até o momento.

Capítulo 2

Problema de restauração de sistemas de potência

Neste capítulo é feito inicialmente o relato de alguns grandes blecautes, visando demonstrar a importância de que a consideração da possibilidade de tais eventos ocorrerem esteja presente no planejamento e no controle da operação dos sistemas de energia elétrica. Posteriormente, é descrito o problema de restauração de sistemas de potência, é apresentada uma revisão bibliográfica sobre o tema e é definido o subproblema da RSP enfocado neste trabalho.

2.1 Alguns grandes blecautes

Em uma definição bastante simplista, diz-se que um sistema de energia elétrica está na condição de blecaute quando parte de sua demanda não está sendo atendida. O blecaute total em um sistema é a situação em que o corte de fornecimento de energia atinge a totalidade dos consumidores. Este tipo de evento não é comum, mas a ocorrência de blecautes em grandes trechos de sistemas interligados e de grande porte é freqüente. Atualmente, é fundamental que a preparação para tais eventos esteja presente nos centros de controle de sistemas, já que o contínuo crescimento da complexidade das redes e o aumento do consumo de energia fazem aumentar o risco de blecautes. Considera-se desnecessário tentar listar aqui os inúmeros e elevados prejuízos que as sociedades sofrem quando o fornecimento de energia elétrica fica suspenso, seja por períodos longos, seja por interrupções de serviço curtas mas intermitentes.

Há mais de trinta anos, em 1965, aconteceu um dos primeiros grandes blecautes da história dos sistemas de energia elétrica de grande porte – [Friedlander, 1976]. Este evento ficou conhecido como o blecaute do Nordeste dos Estados Unidos de 1965 e teve imensa

importância, pois motivou a implantação de várias medidas visando a melhoria da segurança de operação dos sistemas, destacando-se o surgimento dos atuais centros de controle de sistemas de energia elétrica. O incidente pode ser resumido nas cinco etapas descritas a seguir.

a) Um relé instalado em uma linha de transmissão pertencente ao sistema da companhia *Ontario Hydro* operou determinando a abertura da linha. É interessante notar que a linha não estava sob falta, o relé operou porque estava ajustado com valores muito baixos para as condições do sistema.

b) Com a perda desta linha, as outras quatro linhas de transmissão conectadas à mesma subestação ficaram sobrecarregadas. Estas saíram de operação, uma a uma, nos 161 ciclos (2,7 s) seguintes à primeira contingência.

c) Com a perda destas cinco linhas iniciou-se a desintegração do sistema, havendo separação entre geração e consumo de energia. Posteriormente, com a ocorrência de falta de capacidade de transmissão nas linhas restantes, inversão de fluxo e aceleração e conseqüente perda de sincronismo de geradores estabeleceu-se o blecaute.

d) Quatro segundos após o início do evento o sistema estava subdividido em quatro subredes, algumas com excesso e outras com falta de geração de potência.

e) Nos minutos seguintes o "efeito cascata" determinou a saída de operação de várias outras partes do sistema, afetando cerca de 30 milhões de pessoas em uma área de 207.000 Km^2 incluindo a região de Nova Iorque.

Do ponto de vista do planejamento da operação de sistemas, o blecaute de 1965 foi causado por um erro de avaliação. A contingência múltipla inicial ocorrida, composta pela perda quase simultânea das cinco linhas de transmissão, era considerada improvável. Devido à gravidade deste blecaute foram feitas muitas publicações sobre o mesmo, por exemplo o trabalho de [Vassel, 1991] onde são destacados os esforços feitos após o evento para a melhoria da confiabilidade dos sistemas.

Em 1977, 12 anos após o blecaute do Nordeste, aconteceu outro blecaute de importância histórica devido às suas dimensões. O evento ficou conhecido como o blecaute de Nova Iorque e foi descrito por [Wilson e Zarakas, 1978]. A perturbação iniciou com a queda de dois raios, causando a abertura de duas linhas de transmissão, com intervalo de aproximadamente 20 minutos. Também neste artigo existe uma descrição cronológica dos eventos como sobrecarga em linhas e transformadores, queda da freqüência e perda de geradores, até que uma hora após o primeiro raio a cidade de Nova Iorque estava completamente às escuras e, portanto, sofrendo inúmeros problemas. Do relato feito neste artigo, destaca-se que embora tenha havido uma tempestade, o blecaute ocorreu graças a uma série de outros fatores, listados a seguir.

– As contingências que ocorreram não estavam previstas nos critérios da companhia responsável pelo sistema.

– Vários equipamentos do sistema, como disjuntores por exemplo, falharam ou operaram indevidamente.

– Equipamentos importantes como geradores estavam em manutenção.
– Aconteceram graves problemas de comunicação e de desconhecimento da topologia do sistema, a ponto de operadores não saberem que linhas de transmissão estavam fora de operação.
– Insucesso de ações de controle. O corte manual de carga não atuou porque os operadores, sob estresse, não efetuaram corretamente as operações necessárias.
– Deficiência de equipamentos: alguns geradores necessitavam 30 minutos para atingir a condição de plena carga.
– Problemas na operação interligada chegando a haver desentendimento entre operadores de várias companhias.

Prosseguindo, em abril de 1984 aconteceu o maior blecaute já registrado no Brasil, descrito em [GCOI, 1984]. A origem deste incidente foi a saída de operação, devido a superaquecimento, de dois transformadores em uma subestação associada à usina de Jaguara, no estado de Minas Gerais. Em conseqüência houve a abertura de linhas de transmissão que operam em 500 KV e são conectadas a esta subestação e, com estas linhas fora de operação, aconteceram oscilações de potência entre as usinas do rio Parnaíba e o restante do sistema interligado. Estas oscilações de potência acarretaram problemas de estabilidade, que por sua vez determinaram desligamentos automáticos e em cascata de muitas linhas de transmissão e usinas. Como na maioria dos blecautes, ocorreu desmembramento do sistema. As interligações entre as regiões Sul e Sudeste foram perdidas nos instantes iniciais da perturbação, o que evitou que os problemas de instabilidade chegassem até a região Sul. Já no trecho do sistema correspondente a região Sudeste ocorreu a separação da rede em várias ilhas. Neste blecaute houve interrupção quase total do fornecimento de energia aos estados de São Paulo e do Rio de Janeiro. Nos estados do Espírito Santo e do Mato Grosso do Sul a interrupção foi total, sendo que neste último caso a interrupção aconteceu durante as tentativas de restabelecimento da parte do sistema correspondente ao estado de São Paulo. As dimensões do blecaute de abril de 1984 determinaram a elaboração de vários relatórios técnicos a seu respeito. O trabalho referenciado em [CPFL, 1984], por exemplo, é a análise do sistema pertencente à Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) durante a ocorrência. Neste documento é feita uma espécie de corte do blecaute, analisando detalhadamente o comportamento de apenas uma região do sistema.

Na referência [GCOI, 1992] é descrita uma série de perturbações ocorridas na área do sistema elétrico brasileiro correspondente ao estado do Mato Grosso do Sul. O montante de carga cortada nestas perturbações foi menor do que aquele existente nos blecautes anteriormente descritos, mas a análise desse relatório é bastante interessante. Em outubro de 1992 houve um vendaval que danificou 11 estruturas das linhas de transmissão que operam na tensão de 138 KV e interligam subestações situadas nas localidades de Jupiá e Mimoso. Como conseqüência ocorreram curto-circuitos e saídas de operação de geradores e outras linhas de transmissão devido a sobrecargas na rede e, nas maiores cidades

da região houve colapso no fornecimento de energia elétrica. Após o primeiro incidente, os problemas continuaram por um período de cinco dias, sendo no total nove eventos e havendo grande corte de carga em vários deles. O motivo para isto foi que o sistema estava em uma condição de operação frágil, mesmo frente a contingências simples. Além da vulnerabilidade do sistema, outros fatores colaboraram para a ocorrência da série de contingências (a seguir estão listados alguns deles).
– Parte dos eventos foi causada pelas tentativas de restauração efetuadas. Por exemplo, visando restaurar o sistema que já estava em condições precárias, ações de controle causaram variações de tensão. Estas variações causaram novos desligamentos que, por fim, colocaram novamente o sistema em colapso.
– Esquemas automáticos de rejeição de carga atuaram de maneira incorreta.
– Graves problemas de comunicação, já que muitos dos ramais utilizados pela companhia também foram afetados pelas contingências.

Recentemente aconteceram vários outros blecautes em grandes áreas no sudeste brasileiro e na costa oeste norte americana. Estes fatos mostram que a ocorrência de blecautes em sistemas de energia elétrica ainda é uma possibilidade real, mesmo após a realização de muitos estudos e grandes investimentos para a melhoria dos níveis de confiabilidade da operação dos sistemas interligados de grande porte. Nesta seção procurou-se deixar claro que a preocupação com a possibilidade de blecautes deve estar presente no planejamento da operação dos sistemas atuais.

2.2 Problema de restauração de sistemas de potência

Uma das características daquele que seria um sistema de energia elétrica ideal é a isenção de falhas em sua operação. Sabe-se, entretanto, que tal sistema não existe. Quando ocorrem contingências de grande gravidade podem acontecer blecautes, conforme foi visto na seção anterior e este é o ponto de partida para o estudo da restauração de sistemas de energia elétrica. Na definição atualmente aceita para os estados de operação (ou níveis de segurança) de um sistema de energia elétrica – [Stott e cols., 1987] – existe uma cadeia de 6 níveis nos quais pode ser enquadrada a condição de operação de qualquer sistema. O primeiro nível desta cadeia denomina-se *nível seguro* e caracteriza-se pelo atendimento de toda a demanda instalada no sistema, pela não existência de violações de limites operativos de equipamentos e pelo fato de, mesmo na ocorrência de contingências, não haver violações destes limites. Através de transições involuntárias, devidas a contingências, podem ser atingidos os demais níveis possíveis, incluindo o quinto e penúltimo nível. Este nível, denominado *emergência não corrigível*, se caracteriza pelo atendimento da demanda, pela existência de violações de limites operativos e por uma situação em que estas violações não podem ser eliminadas sem corte de carga no sistema. A transição para o sexto e último nível da cadeia é feita através de ações de controle dos operadores do

sistema. Este estado é o chamado *nível restaurativo*, caracterizado pela não existência de violações de limites de operação e pela perda de fornecimento de energia elétrica, sendo neste nível que podem ser colocados os sistemas de energia elétrica após a ocorrência de blecautes. Utilizando estes conceitos pode-se definir o problema de restauração de sistemas de potência como o problema de determinar o conjunto de ações de controle necessário para conduzir uma rede elétrica de um estado restaurativo para o estado seguro de operação. Assim, resolver o problema de restauração de sistemas de potência significa determinar a melhor forma de conduzir um sistema de um estado onde, devido a contingências graves, sua integridade está prejudicada a outro onde o fornecimento de energia é normal e limites de operação são respeitados. O problema é bastante complexo devido ao grande número de fatores envolvidos tanto em seu aspecto estático como no seu aspecto dinâmico.

No problema de RSP, a restrição mais importante a ser considerada é o intervalo de tempo durante o qual consumidores ficam sem energia; logo, no desenvolvimento de uma metodologia para solução do problema é fundamental considerar a necessidade de minimizar o tempo de interrupção do serviço. Assim, a formulação adotada deve ser capaz de fornecer soluções em um período pequeno de tempo, compatível com a situação crítica na qual se encontra o sistema. Deve-se notar que este fato é válido mesmo com os sistemas computacionais hoje existentes.

Uma outra importante característica dos sistemas de potência é a existência de muitos tipos de consumidores. Ela se origina na imensa quantidade de atividades que utilizam a energia elétrica: desde atividades imprescindíveis (como o fornecimento de energia para grandes centros urbanos) até atividades de grau de importância muito menor. Esta característica leva ao estabelecimento do conceito de níveis de prioridades entre consumidores. Neste conceito, os grupos de consumidores mais importantes são considerados de prioridade máxima e os de menor importância de prioridade mínima. Naturalmente, o número de níveis de prioridade para um sistema será função do tamanho da rede e, principalmente, dos diversos tipos de consumidores que a utilizam. Este fato já é considerado por várias companhias energéticas quando implementam os chamados esquemas de alívio (ou rejeição) automáticos de carga, associados aos sistemas de proteção das redes. Na aplicação destes esquemas, sempre que o perfil operativo de um sistema atinge uma condição crítica (por exemplo quando o valor da freqüência na rede chega a valores muito baixos), inicia-se um corte gradual de carga no sistema com a intenção de evitar problemas maiores na operação. Inicialmente é suspenso o fornecimento a consumidores considerados menos importantes, logo de menor prioridade, depois para outros consumidores de maior importância e assim sucessivamente. Freqüentemente o primeiro grupo de consumidores a ter o fornecimento suspenso é também o último a ter o mesmo restabelecido. Já o último grupo de consumidores a sair de operação é o primeiro que deve voltar a ter fornecimento. A consideração de diferentes níveis de prioridade entre consumidores faz com que o problema de restauração de sistemas de potência seja do tipo multi-estágio. Assim, em cada

estágio da solução do problema o objetivo é o restabelecimento do serviço a um grupo de consumidores, de acordo com o sua prioridade. O número de estágios adotado é função do número de classes de prioridade definido para os consumidores. Normalmente no primeiro estágio tem-se como objetivo somente a restauração de um subsistema capaz de atender as cargas de maior prioridade e somente no final do processo (no seu último estágio) tem-se novamente o estado normal de operação com todos os consumidores atendidos regularmente.

Mesmo quando se considera somente o aspecto estático do problema de RSP ele permanece complexo. Neste caso, uma das principais tarefas a executar é a identificação e o escalonamento dos recursos de geração disponíveis que tenham capacidade de atender as cargas definidas como prioritárias em cada estágio do processo. Também precisam ser verificados, entre todos os equipamentos em condições de operação, quais serão efetivamente utilizados no processo de recomposição do sistema. Sendo assim, todas as características próprias de equipamentos como linhas de transmissão, transformadores e bancos *shunt* precisam ser consideradas. É importante notar que tais equipamentos não podem sofrer prejuízo. Assim, deve ser verificado se os limites operativos de todos os equipamentos utilizados em cada etapa do processo estão sendo respeitados. Entre estes destacam-se os limites para injeções de potência ativa e reativa em geradores, limites nas capacidades de transmissão das linhas e transformadores e os limites para injeções reativas em dispositivos tipo *shunt*.

O aspecto dinâmico do problema de RSP é um dos fatores que eleva consideravelmente o seu grau de complexidade, devido principalmente à dificuldade de incorporação dos modelos matemáticos necessários em métodos de solução do problema. Durante o processo de recomposição de um sistema são feitas inúmeras manobras de chaveamento de equipamentos, fazendo que a topologia da rede mude constantemente até que seja obtida uma configuração capaz de resolver um dos estágios do problema. Após a determinação desta configuração, deve-se verificar se a mesma é satisfatória quanto à estabilidade. Isto deve ser feito para cada estágio do processo. Além desse fato, normalmente a recomposição dos sistemas de grande porte é feita através da reenergização de partes (ilhas) independentes dos sistemas. Apenas no final do processo são feitas as manobras necessárias para a interligação das várias ilhas. Assim, um ponto importante no aspecto dinâmico do problema é a manutenção do sincronismo entre geradores no final da restauração da rede. Detalhando mais este assunto, tem-se que a *estabilidade transitória* do sistema deve ser considerada na fase inicial de sua restauração. Nesta fase, onde são reconstruídos "esqueletos" do sistema de transmissão interligando os locais de geração e os centros de carga, a estabilidade do sistema não é robusta devido à reduzida inércia girante e às fracas capacidades de transmissão. Por este motivo, quando se determina a configuração inicial da rede, a estabilidade transitória precisa ser verificada para que seja evitada uma possível repetição da contingência. Isto é válido até que um grupo de geradores esteja firmemente interconectado. Já a consideração da *dinâmica de longo prazo* também é de fundamental

importância na solução do problema. A razão para isto é que, como ao longo do processo de restauração mais e mais cargas vão sendo introduzidas no sistema, é possível que existam problemas de desvios no valor da freqüência. Ocorre que se as cargas forem energizadas em pequenas quantidades o processo de restauração pode alongar-se em demasia. Por outro lado, se as cargas forem energizadas em grandes blocos pode ocorrer declínio da freqüência, causando a volta do distúrbio. Assim, é necessário que se mantenha no sistema o balanço entre potência gerada e consumida e, durante o processo de RSP, que o mecanismo de cálculo de estabilidade seja capaz de trabalhar com configurações variáveis da rede e de modelar adequadamente as características dos geradores existentes. Outro aspecto muito importante é a consideração da *estabilidade de tensão* no sistema que deve ser restaurado. Como costumam ocorrer variações de tensão e de injeções de potência elétrica ativa e reativa na rede, é fundamental que seja verificado o ponto de operação do sistema para determinar sua situação quanto à possibilidade de ocorrência de colapso de tensão. Normalmente os métodos existentes para este cálculo são baseados em otimização, em fluxo de potência ou em sensibilidades, e sua utilização no problema de RSP, a exemplo dos demais mecanismos de cálculo de estabilidade, deve ser criteriosa devido à necessidade de eficiência na obtenção da solução. Prosseguindo, a existência de *transitórios de tensão* também precisa ser considerada no problema, já que tensões transitórias ou surtos de chaveamento são causados pela energização em uma única manobra de grandes segmentos de linhas de transmissão ou pelo chaveamento de elementos capacitivos. Note-se que, no caso de linhas de transmissão extensas, têm-se transitórios significativos a ser cuidadosamente considerados no processo de RSP. Constata-se assim que as características de coordenação de isolamento do sistema também necessitam ser lembradas na recomposição da rede. Finalmente, existem ainda outros aspectos dinâmicos do problema que também precisam ser considerados, sendo um desses aspectos o surgimento de sobretensões harmônicas que pode vir a ter importância em um processo de RSP.

Com a complexidade dos sistemas de energia elétrica atuais é imprescindível que a determinação de procedimentos de restauração de sistemas seja automatizada. Entretanto, a filosofia geral de utilização de computadores para este propósito ainda é alvo de discussão entre os especialistas. A idéia de um procedimento de recomposição de um sistema determinado integralmente por um programa computacional, ou seja, o caso em que o operador do sistema simplesmente executa manobras determinadas pelo programa, ainda é descartada. Porém não há consenso entre a filosofia de determinação de procedimentos auxiliada por computador, onde os programas teriam características de assistente inteligente do operador e este dominaria o processo, e a filosofia de solução de RSP cooperativa, onde a decisão sobre quais manobras efetuar seria variável entre operador e computador do centro de controle do sistema.

Nesta seção procurou-se descrever em linhas gerais o problema de restauração de sistemas de potência e mostrar o elevado grau de complexidade do mesmo. Foram abordados os principais aspectos considerando sistemas de grande porte. Existem ainda vários ou-

tros aspectos tais como as características específicas que o problema adquire quando são enfocados somente subsistemas de distribuição de energia elétrica.

2.3 Revisão bibliográfica

Revisando-se a literatura sobre restauração de sistemas de potência percebe-se que uma solução analítica geral para o problema ainda não foi encontrada e que a maior parte dos trabalhos publicados sobre o tema pode ser dividida nos 2 grandes grupos listados a seguir. **a)** Trabalhos que apresentam soluções analíticas para alguns aspectos do problema. Este grupo pode ainda ser dividido em: **a.1)** soluções baseadas em técnicas de Inteligência Artificial (IA) e **a.2)** soluções baseadas em otimização. **b)** Trabalhos que enfocam aspectos particulares da RSP. Nesta seção serão descritas, após o relato de alguns trabalhos pioneiros na área, publicações relevantes de acordo com a divisão mencionada.

Os artigos de [Kafka e cols., 1981], [Kafka e cols., 1982] e [Sinburguer e Hubert, 1981] são importantes porque foram publicados em um período onde estava começando a crescer o interesse pelo tema de restauração de sistemas de potência, ainda sob o impacto do blecaute de Nova Iorque anteriormente descrito. Estes trabalhos são exemplos de metodologias para restauração obtidas pela sistematização de conhecimentos prévios possuídos por operadores de sistemas, entretanto ainda sem a utilização de técnicas de IA. Em [Kafka e cols., 1981] foi apresentado um método para o desenvolvimento de planos de restauração, considerando um blecaute total em um sistema e diferentes condições de carga. O método baseia-se na combinação de esforços de operadores das redes e de analistas de sistemas, no acesso à informações disponíveis de forma *on-line* e no uso de um programa interativo de fluxo de potência. Nesta proposta, as etapas principais para a obtenção de um plano de restauração de um sistema são: determinação das características do sistema, desenvolvimento da estratégia de restauração, estabelecimento de orientações de restauração, simulação e verificação das ações, alocação e coordenação de recursos e, finalmente, preparação de instruções detalhadas. O método em questão foi desenvolvido para um sistema específico (pertencente à *PEPCo – Potomac Electric Power Company*), mas os autores colocam que o mesmo pode ser útil para outros sistemas. Já no artigo de [Kafka e cols., 1982], o trabalho acima descrito teve seu desenvolvimento prosseguido. Os autores destacaram as funções de computadores de controle e de computadores interativos no desenvolvimento de um plano para RSP. Cabe lembrar que o nível de interatividade dos computadores ainda era pequeno na época da publicação do artigo. Prosseguindo com este grupo de artigos, tem-se a referência [Sinburguer e Hubert, 1981] onde foi descrito um método para a reenergização de grandes trechos de sistemas em blecaute, com o menor número possível de manobras, visando reduzir o tempo gasto na restauração. Outro ponto destacado neste artigo é a simulação do uso de geradores com níveis de tensão extremamente baixos para a recomposição dos sistemas.

2.3.1 RSP via Inteligência Artificial

Devido às suas características, o problema de RSP é extremamente atraente para o aproveitamento da experiência que os operadores dos sistemas possuem no desenvolvimento de métodos de solução. Sendo assim, as primeiras propostas de sistematização da determinação de procedimentos de solução são precisamente sistematizações da utilização desses conhecimentos. Posteriormente, com o desenvolvimento dos sistemas computacionais e da Inteligência Artificial, os primeiros métodos evoluíram para a utilização de técnicas de IA. As abordagens para o problema de RSP baseadas em IA são numerosas e relativamente antigas, onde se destaca o desenvolvimento de sistemas especialistas para o apoio à tomada de decisão dos operadores dos sistemas quando a restauração se faz necessária. [1] Nesse tipo de abordagem, o ponto principal é a utilização da experiência que os operadores possuem para a determinação das regras de conhecimento a serem utilizadas nos sistemas especialistas.

A primeira proposta de construção de um sistema especialista para a RSP foi feita por [Sakaguchi e Matsumoto, 1983] e é interessante notar que este trabalho foi uma das primeiras propostas de aplicação de sistemas especialistas na análise de sistemas de potência. Os autores apresentam as bases teóricas para a construção de um sistema especialista através de conceitos como base de conhecimento, mecanismo de inferência, árvore de contexto e modularidade do conhecimento. Ainda neste trabalho é apresentado um exemplo de desenvolvimento de um plano de restauração, baseado em 16 regras de conhecimento, e que considera os limites operativos das linhas de transmissão. A linguagem computacional utilizada nas simulações é o *Interlisp* e uma das vantagens que os autores apresentam para a abordagem de sistemas especialistas é a universalidade, entretanto colocando que as bases de conhecimento usadas precisam ser substituídas para o desenvolvimento de um novo sistema.

O trabalho de [Wollemberg e Sakaguchi, 1987] não foi especificamente sobre restauração de sistemas pois ele apresentou uma análise das possíveis aplicações da Inteligência Artificial na operação de redes de potência. Neste artigo o problema de RSP é utilizado para exemplificar como sistemas especialistas se diferenciam de métodos numéricos convencionais adotados para a determinação de ações de controle na operação. Quando é aplicada ao problema a abordagem de sistemas especialistas, um conjunto de regras que determinam os procedimentos de restauração (ou condições que devem ser atingidas no perfil da rede) é escrito. A máquina de inferência do sistema especialista utiliza estas regras para encontrar uma seqüência de manobras que restaura a operação na rede. Já o mesmo problema pode ser formulado como um problema de Programação Inteira (PI) e resolvido com uma rotina de PI de propósito geral. Neste caso, dois importantes pontos

[1] Um sistema especialista é um programa computacional constituído de vários fatos, heurísticas e outros conhecimentos sobre um assunto, acoplados por métodos que aplicam estes conhecimentos para a obtenção de relações – inferências.

precisam ser considerados: a generalidade e a possibilidade de utilização (*framework*) da solução. A generalidade tem vantagens e desvantagens. O fato de que uma técnica como a PI pode ser aplicada a este problema pode não ser atraente, uma vez que o espaço de solução factível é muito extenso e o problema de RSP não satisfaz as hipóteses de convexidade necessárias para orientar a seleção de soluções alternativas. Além disso, é muito difícil definir um critério para otimalidade e, portanto, a possibilidade de utilização de métodos numéricos é limitada. Os autores colocam ainda que a inadequação de métodos numéricos é válida também para várias outras funções necessárias à operação de sistemas de potência e, também, que acreditam ser a melhor forma de resolver problemas mal estruturados a construção de sistemas especialistas que emulem a ação de operadores humanos. Na seção do artigo em que são apresentadas possíveis aplicações de IA na operação de sistemas de potência, o problema de RSP é retomado. É mencionado que devido à raridade de ocorrência de grandes blecautes os operadores dos sistemas possuem pouca experiência com a solução do problema. Como existem muitas formas de restaurar um sistema e também porque estas formas podem variar de acordo com o estado de componentes críticos na ocasião do blecaute, é fundamental que existam sistemas de suporte à operação para tais eventos. As técnicas de IA são, segundo os autores, fundamentais para o desenvolvimento de tais sistemas.

[Liu e cols., 1988] desenvolveram um sistema especialista para redução de perdas e para restauração de sistemas de distribuição de energia elétrica. Segundo os autores, quando é considerado somente o problema de restauração de sistemas de distribuição tem-se um problema mais gerenciável do que o problema de restauração de sistemas de potência interconectados. Ocorre que na distribuição os alimentadores primários são tipicamente de estrutura radial, o que simplifica o problema. Outra característica é que, em áreas urbanas, os sistemas são projetados de forma que os consumidores com fornecimento interrompido possam ser restaurados por alimentadores vizinhos conectáveis através de chaves que ficam normalmente abertas. Entretanto, um certo grau de complexidade também existe neste problema. Em casos de contingências de maior vulto é maior o número de consumidores que tem o serviço interrompido e, nesta situação, os operadores precisam encontrar alimentadores adjacentes e agrupar as cargas para que as mesmas possam ser religadas. Nesta etapa é fundamental garantir que capacidades de equipamentos e que restrições de operação não serão violadas – é por este motivo que se faz necessário um plano de restauração específico para sistemas de distribuição. Nesse trabalho, para o desenvolvimento do sistema especialista que determina planos de recomposição em modo *on-line* foi utilizada a linguagem *PROLOG*, sendo o mesmo formado por aproximadamente 180 regras de conhecimento obtidas através da literatura e de discussões com engenheiros de distribuição.

O trabalho de [Kojima e cols., 1989a] apresentou um método de assistência aplicado ao problema de RSP que utiliza uma combinação da abordagem de sistemas especialistas com meios analíticos convencionais. Este fato é importante uma vez que existe dificul-

dade para traduzir na forma de regras de conhecimento os modelos necessários para a construção de vários meios analíticos habitualmente utilizados em sistemas de potência. Um ótimo exemplo é o cálculo de fluxo de carga. Outro fato importante é que a idéia de reunir estas duas técnicas é uma das explanadas por [Wu e Monticelli, 1988]. Segundo [Kojima e cols., 1989a], esta combinação de técnicas na arquitetura do método confere ao mesmo vários tipos de flexibilidades, entre elas a possibilidade de modificar o plano de restauração se contingências inesperadas acontecerem durante a execução do plano determinado. A construção da máquina de inferência para manipular as regras de conhecimento foi feita na linguagem *OPS-83*. Já os meios analíticos convencionais, como fluxo de potência, foram construídos em *Fortran*. É importante notar que neste trabalho é apresentado apenas um protótipo do método de assistência, o qual após testes de campo seria o ponto de partida para uma versão prática do mesmo.

[Kojima e cols., 1989b] relataram o desenvolvimento de um sistema especialista destinado à restauração após blecautes de um sistema de energia elétrica com níveis de tensão elevados e administrado pela companhia *TEPCO – Tokyo Electric Power Co. Inc.*. Segundo os autores, foi desenvolvido um sistema especialista devido à dificuldade de se resolver o problema de restauração diretamente, quando o mesmo é formulado matematicamente. Em sistemas de grande porte como o enfocado pelo trabalho, diferentemente de sistemas com níveis de tensão menores, a restauração envolve a operação de vários equipamentos que são inter-relacionados de forma complexa (basicamente usinas, linhas de transmissão, subestações e cargas). Este fato determina que, para uma simples manobra de restauração, seja necessário o exame de muitas operações e ainda que uma manobra possa ter efeito em várias outras. Por esta razão foram utilizadas técnicas de programação orientada a objetos, as quais empregam uma estrutura de representação de conhecimento e, para obtenção de maior eficiência de processamento, foram utilizadas também regras heurísticas. Finalmente, os autores colocam que o protótipo desenvolvido satisfez plenamente os requisitos de velocidade, estabilidade e flexibilidade requeridos.

[Shah e Shahidehpour, 1989] apresentaram um método heurístico para rejeição de carga, concebido para ser incluído em um sistema computacional dedicado à recomposição de redes. Neste trabalho é colocado que, devido à gravidade de um blecaute, os operadores dos sistemas se defrontam com uma situação excepcional e é possível que os mesmos não saibam como tratar adequadamente as condições críticas dominantes na rede. Neste contexto a aplicação de um conjunto de informações incorretas pelos operadores pode causar uma situação recorrente e catastrófica. Esta é a justificativa fornecida pelos autores para a implantação de sistemas especialistas nos centros de controle com a finalidade de auxiliar os operadores a reconhecer o impacto de contingências nos sistemas e desenvolver estratégias para restauração. É descrito como um sistema especialista pode ser utilizado para melhorar o desempenho do sistema através da implementação da rejeição de carga como uma das alternativas para a restauração de um sistema de grande porte, embora a técnica de rejeição de carga cause problemas de insatisfação entre consumidores. Nesta

proposta, para minimizar o total de carga rejeitada e para restaurar a operação normal da rede em um período pequeno de tempo, o esquema de rejeição é implementado em duas etapas. Na primeira é feita uma rápida e conservativa estimativa do total de carga a ser cortado para a eliminação das sobrecargas na rede. Na segunda etapa, tendo como base as alternativas de otimização existentes e o estado do sistema, são otimizados os fluxos e restauradas frações do total de carga rejeitada visando atender a maior parte possível da demanda. Os resultados apresentados no artigo referem-se somente a sistemas teste de pequeno porte e não são fornecidos detalhes da implementação realizada.

[Hotta e cols., 1990] relataram o desenvolvimento de um protótipo de um sistema especialista construído para apoio a solução do problema de RSP. O sistema foi desenvolvido visando a sua operação em tempo real e possui uma configuração descentralizada em estações de trabalho, sendo uma das estações conectada ao sistema *SCADA* (sistema de controle supervisório e aquisição de dados) para receber informações do estado presente do sistema elétrico. O sistema especialista descrito possui dois modos de operação. O primeiro é o modo *on-line*, que fornece aos operadores planos e procedimentos de restauração obtidos através de uma base de conhecimento que representa a experiência de especialistas e também heurísticas sobre restauração. O segundo é o modo de simulação *off-line*, que pode ser utilizado para a verificação da validade do conhecimento adquirido. Ainda neste trabalho são discutidos aspectos da implementação do sistema tais como a aquisição e a representação do conhecimento e as interfaces homem máquina e com o sistema *SCADA*. A implementação do sistema especialista foi feita na linguagem *OPS83* e o mesmo possui 3 funções principais. Na função de monitorização de segurança são efetuadas detecções de mudanças de estado na rede, de ocorrência de faltas e identificação de equipamentos fora de operação, de sobrecargas e de saídas de operação de cargas. Nas funções de apoio à restauração são identificados equipamentos passíveis de defeito, é feito um planejamento da restauração e são definidas as manobras necessárias para a consecução dos planos elaborados. Finalmente, na função de interface homem máquina são utilizados gráficos e mensagens, as soluções fornecidas pelo sistema descrito são corrigidas e confirmadas pelos operadores e automaticamente impressas. Na seção de resultados, é feita a simulação de uma falta em um sistema que possui níveis de tensão de 77 kV e 33 kV e é relatado o desempenho do sistema especialista para o apoio à restauração do trecho da rede que, devido a referida falta, sai de operação.

Prosseguindo, [Kirschen e Volkman, 1991] desenvolveram mais um sistema especialista para RSP. No protótipo descrito é adotada uma estrutura hierárquica que separa a seleção do próximo objetivo na restauração (raciocínio estratégico) do desenvolvimento do plano para obter este objetivo (raciocínio tático). Esta separação torna o sistema especialista apto a alterar rapidamente suas soluções quando acontece um imprevisto durante o processo de restauração, ao contrário de outras propostas onde se deve gerar outro plano se um imprevisto acontece. Outra realização deste trabalho é que o planejamento de conexões entre subestações com muitos tipos de configurações fica facilitado por uma des-

crição hierárquica da topologia das subestações, uma representação de conhecimento que é o equivalente simbólico dos tradicionais diagramas unifilares. Assim, neste artigo é dada grande ênfase para a determinação da melhor seqüência de chaveamentos a adotar para a restauração dos sistemas. Na implementação efetuada existem aproximadamente 350 regras em uma base de conhecimento desenvolvida através da *shell* denominada *Proteus*.

[Shimakura e cols., 1991] propuseram outra abordagem para o problema de RSP baseada em um sistema especialista. O método apresentado usa conhecimento de restauração de propósito geral, independente do estado pré-falta do sistema, para determinar sistemas-objetivo pós-restauração (*target systems*). Neste processo as condições pós-falta dos sistemas são tomadas como estados iniciais. No método proposto, para se conseguir a restauração dos trechos em blecaute do sistema é realizada uma combinação de manobras tanto nas partes fora de operação como nas partes sadias das redes, dependendo do nível de carga existente antes do distúrbio. Assim, na modelagem utilizada são definidos os subsistemas seguros, os subsistemas em blecaute e os "caminhos-fonte" que devem ser utilizados para transmitir a potência necessária para a recomposição dos subsistemas em blecaute. Um fato a ser salientado sobre este trabalho é que o conhecimento empregado para determinar procedimentos de atendimento a cargas e para aumento de suporte de potência é geralmente aplicável, isto é, normalmente é independente da rede elétrica considerada. O protótipo do sistema especialista desenvolvido possui aproximadamente 200 regras de conhecimento, também foi implementado em *OPS83* e apresentou resultados satisfatórios, inclusive quanto a tempos de processamento, quando testado para diversas contingências graves simuladas em um sistema real caracterizado por uma configuração em malha com nível de tensão de 275 kV e partes radiais com tensões máximas de 154 kV. Nos testes realizados com cenários de carga leve, os procedimentos de restauração obtidos determinaram manobras somente nos subsistemas em blecaute. Já nos testes realizados com valores maiores de carga foi necessário também o emprego de recursos existentes nos subsistemas seguros para aumento do suporte de potência.

Continuando este relato, [Mondon e cols., 1991] elaboraram mais um protótipo de sistema especialista desenvolvido para o problema de RSP. A característica mais importante deste trabalho é que o sistema desenvolvido visa fornecer instruções de restauração especificamente para casos de distúrbios locais. Ou seja, diferentemente de muitas outras propostas, este sistema especialista não foi projetado para a restauração de redes onde ocorreram grandes blecautes. O método descrito constrói planos para recomposição após falhas locais em redes de transmissão de energia elétrica e leva em consideração o problema de cooperação homem máquina. Ainda sobre o método, tem-se que o mesmo utiliza uma arquitetura tipo *blackboard* e realiza a integração entre fontes de conhecimento para planejamento da restauração, um modelo qualitativo para prever os resultados das ações determinadas e um modelo quantitativo para verificar a correção dos planos através de restrições numéricas (fluxo de potência). Os autores utilizaram programação orientada a objetos e, sendo assim, a rede elétrica é descrita como uma hierarquia de objetos ca-

racterizados por suas estruturas. Com alto nível de abstração, o sistema de potência é considerado como um conjunto de elementos agrupados em 3 tipos: os componentes indivisíveis como transformadores e linhas de transmissão, os componentes divisíveis como chaves e, finalmente, os componentes autômatos que reagem a mudanças no estado da rede. No artigo aqui analisado não são apresentados resultados sendo apenas colocado que o sistema fornece planos de restauração em períodos de poucos minutos e que tais planos são similares aos desenvolvidos por especialistas.

Um trabalho que merece destaque nesta seção é o de [Matsumoto e cols., 1992]. Inicialmente é analisado o conhecimento existente sobre o problema de RSP e é discutido como a solução do problema pode ser beneficiada através de sistemas baseados em conhecimento. Após discutir o estado da arte da aplicação destes sistemas ao problema de restauração são revisadas as técnicas de engenharia de conhecimento aplicáveis ao problema. Nesta etapa são relatadas experiências com o desenvolvimento de metodologias de solução e é descrita a evolução das mesmas. Finalmente são listadas algumas necessidades de evoluções tecnológicas necessárias para que possa haver o uso extensivo da tecnologia considerada no problema de RSP. Neste contexto, os autores colocam que os meios de apoio à restauração de sistemas não devem ser centralizados em aspectos específicos do problema, mas sim criteriosamente integralizados com as demais tarefas de um centro de controle, tais como simuladores de rede, meios analíticos, bancos de dados e dispositivos de comunicação. Ainda neste trabalho é apresentada uma extensa revisão bibliográfica sobre o assunto proposto e é mencionada a grande dificuldade para a formulação matemática do problema de RSP.

Conforme foi visto até aqui, existem várias publicações que propõem o uso de sistemas especialistas como ferramentas de apoio ao processo de recomposição de um sistema. No trabalho de [Adibi e cols., 1994b] foram definidos os requisitos que um sistema deste tipo deve satisfazer para efetivamente contribuir para a solução do problema de RSP. Segundo os autores, normalmente existem 3 períodos de restauração após a ocorrência de um blecaute: o estabelecimento de fontes iniciais de potência, a reintegração de um "esqueleto" do sistema de transmissão e a minimização de cargas não atendidas. As durações típicas desses períodos são de 30 a 60 minutos para o primeiro, de 3 a 4 horas para o segundo e de 8 a 12 horas no último. Considerando que os sistemas especialistas em conjunto com meios analíticos têm potencial para considerar o processo de restauração nos 3 períodos, este trabalho descreve os requisitos para um sistema especialista, do ponto de vista prático de engenheiros de potência, com ênfase para o primeiro período de restauração. Assim, são enfocados detalhadamente vários aspectos referentes ao tipo de fonte de potência utilizada. Quanto ao papel dos sistemas especialistas no modo de planejamento da restauração é colocado que os mesmos devem ser aptos a aceitar as condições pré e pós-distúrbio existentes no sistema e fornecer ao operador um grupo de configurações possíveis (subsistemas). Eles devem, ainda, facilitar ao operador o uso de ações genéricas de restauração e de resultados de meios analíticos para desenvolver uma configuração não

prevista da rede (novo subsistema). Um fato destacado no artigo é que a prática corrente na indústria determina que o número de subsistemas a ser simultaneamente restaurado deve ser igual ao número de equipes de restauração existentes. Também são abordados itens do segundo e do terceiro períodos, entre eles a energização de linhas de transmissão. Não são apresentados testes e resultados devido à natureza conceitual do trabalho.

O trabalho de [Higashi e cols., 1994] foi apresentado na conferência *ISAP* de 1994 e descreve um sistema especialista, instalado no centro de controle de uma concessionária japonesa, para suporte aos operadores através do fornecimento de informações sobre faltas e de instruções para restauração rápida do sistema após blecautes. A maior parte deste trabalho é dedicada à descrição detalhada do centro de controle da companhia e da parte do sistema especialista dedicada à localização de faltas. Após a determinação do local de ocorrência de faltas na rede, o sistema especialista determina procedimentos para restauração da mesma. Não são fornecidos detalhes sobre a metodologia utilizada para a determinação de tais procedimentos; é colocado apenas que o planejamento da restauração é feito por um outro módulo já existente ao qual foi acrescida uma função de previsão de carga.

No trabalho de [Liou e cols., 1995] foram enfocadas as importantes funções que linhas de intercâmbio entre diferentes áreas de sistemas elétricos (*tie lines*) possuem em processos de restauração de sistemas. Baseando-se nessas funções os autores desenvolveram uma abordagem sistemática para avaliar o impacto da disponibilidade de assistência destas linhas. Utilizando esta abordagem foi elaborado um módulo para complementar um sistema especialista já existente. Com esse novo módulo, o sistema especialista adquiriu a capacidade de incluir a disponibilidade de intercâmbio de potência na criação de estratégias de restauração. Isto é conseguido através de modificações na seqüência de partida das unidades geradoras, objetivando o maior aumento possível na capacidade de geração quando há disponibilidade de assistência externa e a menor diminuição possível na capacidade de geração da rede que fornecerá a assistência. Também destaca-se que durante a realização do projeto os autores efetuaram entrevistas com operadores de importantes companhias norte-americanas (*PJM Interconnection, Philadelphia Electric* e *Puget Sound Power and Light*) e constataram que as funções principais destas linhas são o fornecimento de potência para partida de unidades geradoras quando necessário; o atendimento a necessidades de potência de companhias vizinhas e o atendimento a consumidores. Os resultados das simulações realizadas confirmaram que o uso de assistência de potência externa melhora a capacidade de geração e cria uma dimensão extra na flexibilidade das estratégias de restauração.

[Fink e cols., 1995] publicaram um artigo de bastante importância devido ao seu caráter generalista. Neste artigo os autores relatam um trabalho feito ao longo de vários anos visando identificar aspectos comuns aos procedimentos de restauração existentes em várias companhias e que podem servir como guias para a preparação e análise de planos de

restauração, para o desenvolvimento de sistemas especialistas de ampla utilização e para melhorar o desempenho de procedimentos aplicáveis no problema de RSP. A generalidade buscada é atingida pela identificação de elementos pertencentes ao processo de solução, tais como: "sistemas objetivo", "blocos construtivos de restauração", "ações genéricas de restauração", e restrições existentes nos processos de recomposição. Segundo os autores, a destilação dos elementos que formam um processo de restauração gera uma base para o desenvolvimento de um sistema especialista aplicável em um amplo espectro de companhias concessionárias de energia elétrica. Inicialmente é colocada claramente a dificuldade de obtenção de um procedimento genérico para a restauração de sistemas, mas também é colocado que uma forma de contornar esta dificuldade pode ser o desenvolvimento de uma nova concepção do processo, sendo esta a linha adotada no trabalho. Motivados pelo conceito de tarefas genéricas, existente na área de IA, os autores conceituam como "ações genéricas de restauração" as tarefas genéricas que existem em várias estratégias de restauração de redes. Quando é apresentada a análise sobre processos de restauração é definido como "sistema objetivo" (*target system*) o estado do sistema que deve ser obtido no final do processo de restauração, ou em algum importante estágio intermediário. O objetivo a ser atingido pode ser descrito em função de vários parâmetros da rede tais como capacidade das unidades em serviço e previsão da carga e, destaque-se, pode ou não ser coincidente com a situação pré-distúrbio no sistema. Ainda nesta seção as restrições que devem ser satisfeitas na recomposição de uma rede são reunidas em 3 grupos: restrições físicas, de escalonamento e políticas. Na seção dedicada ao planejamento da restauração é conceituado o "bloco construtivo de restauração" como sendo uma mínima configuração de uma fonte autônoma e estável de potência, juntamente com qualquer meio de transmissão necessário, adequada para fazer parte de um grupo de um ou mais subsistemas que coletivamente são suficientes para reconstituir o sistema elétrico robusto. Posteriormente é discutida a construção de um sistema especialista, sempre em nível conceitual e, finalmente, é concluído que muito ainda precisa ser feito para a criação de um método genérico para a solução do problema de RSP.

[Shinohara e cols., 1996] colocam em seu trabalho que as características do problema de restauração – seus aspectos combinatoriais, o uso de conhecimento de várias origens e os diferentes tipos e números de critérios que precisam ser satisfeitos – tornam o mesmo difícil. Também colocam que muitas equipes de pesquisadores propõem o uso de sistemas especialistas como técnica de solução e que resultados promissores já foram obtidos. Porém, segundo os autores, a maioria dos sistemas especialistas permanece no estágio de protótipo (alguns temas a serem desenvolvidos são a realização de um exame preliminar de vários aspectos dos geradores, a consideração de flutuações na demanda e a inclusão de fatores econômicos e de confiabilidade), o que pode ser causado pelo fato de o estudo de sistemas de suporte para o comportamento destes sistemas ser insuficiente, sendo este o ponto central do artigo. Ao longo do trabalho é apresentada uma discussão sobre o comportamento dos sistemas baseados em conhecimento, com destaque para suas inter-

faces, na solução do problema de RSP levando em consideração o chamado modelo de desempenho humano. Este modelo é classificado em 3 níveis: comportamento baseado em técnicas, baseado em regras e baseado em conhecimento. Neste contexto, também é colocado um exemplo de aplicação de sistemas especialistas na restauração de um sistema.

[Gaing e cols., 1996] propuseram em seu trabalho uma outra abordagem de orientação a objetos para a implementação de um sistema de apoio a restauração de redes após a ocorrência de blecautes. Segundo os autores, a técnica de orientação a objetos foi escolhida para proporcionar uma maior facilidade de manutenção no sistema elaborado. O trabalho também é de natureza conceitual, sendo o principal assunto no mesmo o procedimento para o desenvolvimento do sistema. Este procedimento foi dividido em 3 partes: análise orientada a objetos, projeto orientado a objetos e integração e realização de testes. Também é apresentado um protótipo do sistema, desenvolvido com a linguagem *C++*. Em uma seção de discussão coloca-se que, por incorporar a experiência de operadores, muitas vezes o protótipo fornece planos similares aos sugeridos pelos mesmos. Porém, em alguns casos, os planos sugeridos pelos operadores podem não ser factíveis devido a sobretensões que ocorrem na energização de linhas de transmissão de alta tensão. Por outro lado, o sistema desenvolvido é capaz de detectar este problema e fornecer rotas alternativas para restauração. Ainda é destacado neste artigo que o protótipo desenvolvido possui uma interface gráfica interativa e amigável para sua utilização.

Prosseguindo a pesquisa sobre aplicações de IA ao problema de RSP encontra-se o trabalho de [Wu e cols., 1997]. Este artigo apresenta um algoritmo que utiliza a técnica de redes de Petri para efetuar o escalonamento das ações genéricas de restauração, conceituadas por [Fink e cols., 1995]. O modelo de redes de Petri incorpora as condições que precisam ser obtidas antes que uma ação possa ser executada e também incorpora o tempo necessário para tal execução. (As redes de Petri modelam o estado de componentes dos sistemas de potência como "nós lugar" e as tarefas de restauração a serem efetuadas como "nós transição".) A seqüência de ações e o tempo de cada uma são identificados através de algoritmos de passagem de *token* e de busca *backward*. Segundo os autores, as vantagens que a proposta apresenta são a possibilidade de estimar o tempo necessário para a restauração de um subsistema e a obtenção de um método sistemático para a identificação da seqüência de ações. Ainda neste trabalho, são apresentadas simulações que mostram o funcionamento do método desenvolvido. Na conclusão do artigo é colocado que para se aplicar a abordagem proposta em um sistema de grande porte o mesmo precisa ser particionado pois caso contrário o modelo de redes de Petri pode ficar muito complexo e, ainda, que são necessárias mais análises para o desenvolvimento de um método prático para restauração.

Dando seqüência, tem-se o trabalho de [Kostic e cols., 1997]. O artigo apresenta o projeto conceitual de uma função de apoio à decisão para restauração após blecautes de sistemas de transmissão e, com maior destaque, tece considerações sobre sua aplicação

no controle em tempo real da operação. Algumas características importantes do sistema proposto são a capacidade de considerar a evolução dinâmica do estado da rede devida a ações de controle ou a eventos imprevistos, a existência de um modo interativo que permite aos usuários requisitar validações de suas sugestões e a presença de um simulador dinâmico interno para efetuar as validações solicitadas. No módulo baseado em conhecimento utilizado existem aproximadamente 120 regras de conhecimento que refletem a estratégia da companhia para a qual o sistema foi desenvolvido – *Eletricité de France*. Nesta estratégia, o processo de restauração é dividido em 2 etapas. Na primeira é construído o chamado "esqueleto" do sistema elétrico através da sincronização das unidades geradoras disponíveis e da energização das principais linhas de transmissão que interligam estas unidades. Na segunda etapa, a maior parte das cargas passa a ser suprida e, simultaneamente, a capacidade de transmissão é aumentada pela inclusão na rede de circuitos adicionais. O tema que mereceu maior ênfase neste artigo foi a metodologia desenvolvida para possibilitar a operação em tempo real da função apresentada. Isto foi conseguido pela utilização de um "núcleo de atualização" que gera um conjunto de informações representando o sistema elétrico em um dado momento e adverte o "núcleo de raciocínio" da função na ocorrência de eventos imprevistos. Quando o trabalho foi apresentado o sistema estava em fase de testes, acoplado a um simulador para treinamento de operadores, estando o desenvolvimento de sua versão operacional previsto para após estes testes. Um fato interessante, que os autores colocam como desenvolvimento futuro necessário, é a necessidade de uma função de estimação de estado dedicada uma vez que é prevista a utilização da função de apoio apresentada em condições anormais de operação dos sistemas.

[Park e Lee, 1997] desenvolveram um sistema especialista para apoio a operações de emergência, durante a restauração de sistemas, em um centro de subcontrole. O método proposto gera procedimentos para restaurar a área em blecaute através do uso de análise de sensibilidade, de técnicas de redução de redes e de regras heurísticas, sendo que estas regras são categorizadas em regras de controle de fluxo, de energização, de chaveamento de linhas, de rejeição de carga e de correção de tensão. A análise de sensibilidade mencionada é utilizada no cálculo dos fluxos de potência nas linhas e das tensões de barra, podendo-se assim estimar as sobrecargas em linhas e as violações de tensão e também determinar as linhas, alimentadores e capacitores *shunt* a serem chaveados nas operações de emergência. Este cálculo aproximado contribui para acelerar o planejamento da restauração e determina que o método proposto tenha um desempenho eficiente quando comparado com outros usuários somente de regras heurísticas. É importante notar que dessa maneira, o sistema especialista desenvolvido não só determina procedimentos de restauração de trechos em blecaute dos sistemas, como também previne sobrecargas em linhas e violações de tensão nos mesmos. Neste trabalho, os componentes dos sistemas elétricos são representados em uma estrutura hierárquica para o reconhecimento em tempo real da topologia dos referidos sistemas. Já os resultados apresentados se referem a testes realizados com

uma rede real e se mostram satisfatórios. Finalmente os autores colocam que, para uma assistência mais realística aos operadores, o sistema especialista desenvolvido precisaria ser expandido para englobar outros aspectos, tais como a dinâmica das cargas da rede.

Conforme já visto, a aplicação de redes de Petri (modelo convencional) na restauração de sistemas de potência foi proposta por [Wu e cols., 1997]. Em seu trabalho, de natureza conceitual, [Fountas e cols., 1997] retomam este assunto. Neste artigo é colocado que o modelo convencional de redes de Petri tem capacidades de modelagem limitadas e vários aspectos do processo de restauração não podem ser incluídos apropriadamente. O objetivo do trabalho é pesquisar e modelar o problema de restauração usando o modelo de redes de Petri conhecido como *H-EPN – Hierarchical Time-extended Petri Nets*, que possui desempenho e poder de decisão maiores que aqueles do modelo convencional. Os autores identificaram pontos cruciais de procedimentos de restauração e apresentaram os modelos de redes de Petri correspondentes a estes procedimentos. Posteriormente, é apresentado um exemplo de aplicação da metodologia proposta utilizando um sistema elétrico localizado na Grécia. Finalmente são discutidas vantagens e perspectivas referentes à aplicação do modelo *H-EPN* e é concluído que o mesmo tem um potencial promissor para fornecer uma análise qualitativa do problema de RSP.

2.3.2 RSP baseada em otimização

Quando o problema de restauração é formulado matematicamente percebe-se que para sua solução é necessária a aplicação de técnicas de programação matemática, também conhecida como otimização. O número de trabalhos publicados que adotam esta abordagem é consideravelmente menor do que o número de propostas baseadas em técnicas de IA existentes. Nesta subseção serão revisados artigos relevantes que propoẽm a aplicação de técnicas de otimização ao problema de RSP.

Considera-se extremamente importante a proposta para o problema de restauração feita por [Wu e Monticelli, 1988]. Os autores apresentaram um projeto conceitual para a RSP utilizando conjuntamente técnicas de otimização e de Inteligência Artificial. Propõe-se neste artigo que a RSP seja monitorada por um mecanismo similar à análise de segurança de sistemas de potência, onde a tarefa de análise de contingências é substituída por uma biblioteca de programas de análise e otimização e a tarefa de seleção de contingências é substituída por um sistema especialista. O problema de restaurar um sistema é formulado como um problema de otimização não linear, restrito, combinatorial, multiestágio e multiobjetivo. A solução proposta é a restauração rápida do serviço, através da minimização do tempo de restauração da rede e da maximização do atendimento de cargas em cada estágio, sendo as variáveis de controle o escalonamento da geração e a seqüência de chaveamentos. Também neste trabalho é destacado que o projeto proposto tem como ferramenta básica de apoio o fluxo de carga durante o processo de recomposição

do sistema. Detalhando mais este projeto conceitual, tem-se ainda diferentes técnicas de otimização sendo indicadas para os subproblemas de escalonamento de carga e geração e de escalonamento de carga e geração com chaveamento de linhas. Para a interface entre operador da rede e programas de análise é proposto um sistema especialista. Cabe lembrar que no processo de restauração o operador toma decisões referentes a seqüência de chaveamentos, seqüência de religamento de cargas e escalonamento de carga e geração. Também merecem destaque neste artigo a definição de ilhas elétricas e ilhas de observabilidade nos sistemas e os comentários feitos sobre a interface entre linguagens imperativas (como *Fortran*) e declarativas (como *Prolog*).

[Huang e cols., 1991] propuseram em seu trabalho uma metodologia para o planejamento da restauração de sistemas que incorpora gráficos interativos, um algoritmo de otimização, procedimentos de busca de caminhos, regras heurísticas e simulações interativas de fluxo de potência; sendo algumas destas tarefas externas ao método descrito. A interface gráfica adotada possibilita a definição de cenários de restauração, a visualização do processo de recomposição do sistema bem como dos resultados de otimização e de simulações. Com a introdução do conceito de "cenário ótimo de restauração", o processo de seleção das variáveis de controle pode ser formulado matematicamente e resolvido através de programação não linear. Segundo os autores, esta abordagem elimina muitas das conjeturas encontradas no planejamento convencional da restauração e proporciona uma solução sistemática e ótima, no sentido de minimizar as variações em relação ao estado normal e os ajustes nas variáveis de controle, em cada estágio do processo. Também é colocado que o uso de programação matemática reduz a duração do procedimento de restauração e, também, que garante a segurança de todas as variáveis durante este processo. Para isto são verificadas todas as restrições operativas do sistema de potência, considerando-se o seu aspecto estático. É importante notar que, embora a abordagem proposta tenha sido testada para um sistema elétrico específico (localizado no Canadá), a mesma é apresentada de forma genérica o que proporciona sua aplicabilidade para outras redes. Ao longo do artigo é dada grande ênfase para a descrição da interface gráfica desenvolvida e são fornecidos poucos detalhes da implementação realizada. Existe uma seção no artigo intitulada "otimização do processo de restauração" onde são descritas as equações de fluxo de potência, as restrições de operação e de ajustes mínimos e também a função objetivo adotada. Nesta seção é colocado que, devido ao contexto existente durante a restauração de um sistema, a solução ideal é aquela onde as variáveis de controle ajustadas em um estágio não necessitem ser alteradas durante todos os estágios subseqüentes. Na definição da função objetivo coloca-se que o critério de otimização escolhido para medir o desempenho do processo de restauração expressa essencialmente desvios, em relação a um perfil pré determinado, nas tensões nodais da rede. Uma vez que tais desvios têm níveis de importância diferentes em diferentes barras e estágios do processo, são utilizados fatores de peso (penalidades) no cálculo realizado. Os autores observaram que a adoção como função objetivo de uma função quadrática destes desvios levou a resultados satis-

fatórios. Na conclusão do trabalho é mencionado que futuras expansões do mesmo seriam interligadas com módulos de sistemas especialistas que incorporariam regras heurísticas para a divisão de sub-redes e criação automática de cenários de chaveamento, durante a restauração de sistemas.

O trabalho de [Miyazaki e cols., 1994] relata o sistema de suporte a restauração desenvolvido em uma companhia japonesa que determina e apresenta procedimentos para recomposição rápida e automática de sistemas. E, ainda, possui uma função de simulação para determinar condições de falta nas redes, verificar os procedimentos de restauração e treinar os operadores. Nesta abordagem, quando uma falta ocorre em um sistema de grande porte, a função de suporte a restauração inicia ações contrárias à condição anormal e rapidamente relata a ocorrência da falta ao operador. O sistema desenvolvido busca ser confiável e de fácil manutenção, entre outras características, e apresentou resultados satisfatórios, quando testado. Os autores colocam que, quando é aplicada a abordagem de sistemas especialistas ao problema, surgem deficiências nos aspectos de velocidade de processamento para sistemas elétricos de grande porte e de adequação dos bancos de dados necessários, uma vez que estes são diferentes, em termos de estrutura, daqueles habitualmente existentes nos centros de controle de energia elétrica. Este último fato é acentuado pela tendência existente de tornar os sistemas de despacho de carga abertos e descentralizados, assim não seria desejável associar uma base de dados específica para cada sistema especialista utilizado. Partindo desses pressupostos, a lógica de restauração adotada foi de "quase otimização" baseada em regras heurísticas e com a utilização de programação convencional. Na seção do trabalho dedicada à explicação desta lógica é colocado que o procedimento para restauração é determinado através de regras heurísticas de operação baseadas na "margem de fornecimento" de cada subestação. Esta margem indica a potência máxima que pode ser fornecida por usinas ou por meios de transmissão após a ocorrência de uma falta, sem interrupção do atendimento a cargas já existente. Para o cálculo desta margem, em cada subestação do sistema é utilizado um modelo baseado em programação linear e no cálculo linearizado de fluxo de potência. As regras adotadas nas demais etapas do processo, como restauração de cargas e alívio de sobrecargas, são heurísticas. Finalmente, deve-se notar que no desenvolvimento do método descrito são consideradas características próprias do sistema de potência administrado pela companhia, o qual possui uma parte com operação em malha e outra parte com operação radial.

Prosseguindo a pesquisa sobre aplicações de otimização ao problema de RSP encontra-se o trabalho de [Huang e cols., 1995], que pode ser considerado como uma continuação do trabalho referenciado como [Huang e cols., 1991] já revisado, uma vez que os elementos básicos da metodologia apresentada são os mesmos. Assim, é novamente descrito um método sistemático para o planejamento da restauração de sistemas. Inicialmente é colocado que na companhia energética na qual trabalha um dos autores (*Hydro-Québec*), a recomposição de redes é executada de acordo com um conjunto detalhado de instruções

cuja base é um plano de restauração preparado de forma *off line*. Este plano inclui um cenário de chaveamento com um grupo de variáveis de controle, tais como tensões em geradores, o qual satisfaz as restrições de operação do sistema. Para determinar um grupo de variáveis adequado é necessária a execução de muitos cálculos de fluxo de potência, em um processo de tentativa e erro. A determinação automática do valor destas variáveis de controle é o objetivo do algoritmo apresentado neste trabalho, considerando a formulação da RSP como um problema de otimização não linear. Deve-se notar que a principal diferença entre o trabalho original e este é que no primeiro foi dado grande destaque para a interface gráfica desenvolvida e, no segundo, o tema mais enfocado é a descrição da implementação computacional do método. É também importante observar que a abordagem proposta pelos autores, devido à formulação matemática adotada e às capacidades dos recursos atuais de *hardware*, é adequada para estudos de planejamento (em modo *off line*) de procedimentos de restauração. Assim, está implícita na abordagem a filosofia de que a elaboração do plano de restauração é uma medida preventiva, tomada antes da ocorrência de blecautes nos sistemas. Um exemplo desta situação encontra-se na seção "Exemplo de aplicação" onde é colocado que, para redes elétricas típicas, o uso do método para um único estudo de planejamento de restauração traz uma redução de 2 dias no tempo consumido. No final do artigo é apresentada uma série de desenvolvimentos a serem incluídos na metodologia, tais como a discretização automática de variáveis de controle e a inclusão de meios automáticos de conversão para o uso de programas de análise de transitórios eletromagnéticos.

[Miu e cols., 1997] apresentaram um método projetado para a restauração do serviço em sistemas de distribuição de grande porte que considera níveis de prioridade entre os consumidores e utiliza uma formulação de otimização, definindo o problema como restrito e multi-objetivo e retomando assim o problema de restauração de sistemas de distribuição de energia elétrica. Os autores colocam ainda que, do ponto de vista computacional, o problema de restauração de serviço é do tipo *NP completo* com variáveis discretas e contínuas, sendo que as discretas representam os estados das chaves e as contínuas as tensões e os fluxos de corrente nas redes. Para o tratamento do problema, o ponto principal da abordagem é um método de busca, baseado em ordenação, o qual emprega informações analíticas obtidas com simulações de fluxo de potência trifásico e tem como objetivos restaurar o serviço ao maior número possível de consumidores, maximizar o total de carga reatendida e minimizar o número de operações de chaveamento realizadas. Segundo os autores, o método proposto foi projetado visando sua utilização em redes onde exista predominância de chaves de operação manual e baseia-se em 3 índices: a máxima capacidade livre das chaves de vizinhança (*tie switches*), a distância elétrica destas chaves para outras barras e o montante de carga transferível para chaves seccionadoras. É importante notar que a aplicação deste método de busca proporciona maior eficiência à abordagem proposta, pois existem considerações algorítmicas que reduzem o espaço de busca. Um exemplo destas considerações é a identificação como candidatas a utilização daquelas chaves associadas a

áreas fora de serviço. O método de busca também considera que o sistema é radial, o estado pré falta do sistema é conhecido e que as faltas ocorridas foram isoladas. Detalhando mais a metodologia proposta, nota-se que a consideração de prioridades dos consumidores é feita pela classificação dos mesmos em apenas dois níveis: os "consumidores chave" e os demais consumidores. Assim, na formulação matemática adotada existe uma função objetivo para cada grupo de cargas, além da função objetivo de minimização do número de manobras necessárias. Nesta formulação são consideradas as principais restrições operativas dos sistemas a serem restaurados. Também são apresentados resultados de diversas simulações feitas com o método de busca para uma rede de distribuição de 416 barras. Estes testes incluíram as prioridades dos consumidores, a ocorrência de faltas simples e múltiplas e a saída de operação de várias áreas do sistema.

Finalizando esta seção tem-se o trabalho de [Nagata e cols. 1995] que também propõe uma abordagem de utilização conjunta de técnicas de IA e de otimização para o problema de RSP. Na visão dos autores, é devido à complexidade que o problema apresenta quando é formulado matematicamente que ainda não foi possível o desenvolvimento de um método genérico para a determinação dos controles restaurativos e o processo de restaurar um sistema elétrico de potência possui 2 etapas principais. Na primeira etapa o objetivo é a determinação de uma configuração ótima do sistema que deve ser atingida. Já na segunda etapa deve-se determinar a seqüência de operações necessárias para a obtenção da configuração anteriormente determinada. O artigo enfoca a primeira etapa, considerada de maior complexidade, onde a determinação da configuração objetivo do sistema é formulada como um problema de programação inteira mista (PIM). Um aspecto muito importante mencionado é que a adoção de modelos de otimização em métodos de solução pode levar a obtenção de uma solução ótima sob restrições operativas específicas, mas para isto são necessários tempos de processamento excessivamente grandes, os quais precisam ser drasticamente reduzidos para que tais métodos possam ter aplicação real. Este é o motivo colocado para a não existência de métodos práticos de restauração baseados em programação matemática. Sob estas premissas e visando eliminar as dificuldades mencionadas foi desenvolvida esta abordagem. É usada a formulação de PIM para o problema de determinar uma configuração objetivo ótima, mas para a sua solução foi elaborado um artifício denominado de decomposição – coordenação onde o problema inteiro é decomposto em subproblemas através de um sistema especialista e, posteriormente, cada subproblema é solucionado eficazmente com o método de *branch and bound*. A partir destas soluções é obtida a configuração final e construída a seqüência de operações necessária para a recomposição da rede. Outro ponto importante é a apresentação do conceito de "custo de operação restaurativa" o qual reflete as várias estratégias de restauração que, segundo o artigo, fez diminuir o número de regras na base de conhecimento desenvolvida para um terço do existente nos sistemas especialistas típicos. Neste conceito, são atribuídos, com base no conhecimento de especialistas, custos a cada dispositivo de chaveamento existente nos sistemas. Ressalta-se que é colocado no artigo que a atribuição de um custo apro-

priado para cada dispositivo possibilita a obtenção de uma configuração objetivo similar àquela que seria planejada por um especialista humano. Ainda neste trabalho o funcionamento do método combinado proposto foi demonstrado em simulações realizadas em uma rede de pequeno porte. Finalmente, os possíveis desenvolvimentos futuros relatados são: o uso conjunto de um sistema especialista para o diagnóstico de faltas, a melhoria da interface homem máquina existente e a extensão do método para a consideração de problemas de grande porte envolvendo o controle de geradores na restauração.

2.3.3 Particularidades do problema de RSP

Ainda na literatura especializada, existem muitas publicações que enfocam particularidades importantes do problema de restauração de sistemas de potência, conforme será visto a seguir.

O trabalho de [Adibi e cols., 1987a] é o primeiro relatório de uma força tarefa de restauração de sistemas de potência criada pelo subcomitê de operação de sistemas da Sociedade de Engenharia de Potência (*PES*) do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (*IEEE*), entidade norte-americana que, entre muitas outras atividades, possui papel de liderança no desenvolvimento da pesquisa na área de sistemas de energia elétrica. Esta força tarefa foi criada com o intuito de revisar práticas de operação, conduzir pesquisas na literatura, preparar glossários e revisões bibliográficas e promover troca de informações através de artigos técnicos. É colocado inicialmente que o problema de restaurar um sistema é tão antigo quanto a indústria de energia elétrica e que os planos de restauração desenvolvidos por diferentes companhias permitem a análise de como o processo de restauração é visto nas áreas de planejamento e de operação de sistemas e, também, quais interesses e restrições qualquer plano elaborado deve respeitar. O corpo do artigo é formado por notas preparadas por membros da força tarefa onde, seqüencialmente, é feita uma revisão de planos de recomposição de redes; são analisadas características de sistemas relevantes na restauração, tais como aquelas específicas de turbinas de combustão de diferentes potências; são enfocados a questão do balanço de potência elétrica reativa durante a restauração e outros aspectos dos sistemas e, finalmente, é apresentada uma extensa lista de referências bibliográficas sobre o tema.

[Adibi e cols., 1987b] publicaram o segundo relatório da força tarefa mencionada no parágrafo anterior. Neste trabalho, também organizado em seções independentes, inicialmente são revisados os relatórios do Conselho Norte-americano de Confiabilidade Elétrica (*NERC*) sobre os maiores distúrbios ocorridos em sistemas de potência de grande porte, no período entre 1979 e 1983. Posteriormente são identificados problemas de restauração que ocorreram neste período. Geralmente estes problemas acontecem em 3 fases das atividades de restauração: planejamento para nova entrada em operação, reintegração do sistema e restauração da parte principal do fornecimento de potência; ações de controle

durante a degradação dos sistemas para preservar e reter fontes críticas de potência e na recomposição após grandes distúrbios com o sistema estável. Este artigo também discute brevemente a aplicabilidade de vários programas convencionais na recomposição de redes.

Prosseguindo, [Adibi e cols., 1992a] publicaram mais um artigo, em nome do grupo de trabalho em restauração de sistemas – *IEEE*, com a intenção de obter a atenção da indústria para temas relacionados a RSP. Segundo os autores, usos não convencionais e relativamente imprevisíveis dos sistemas de transmissão de energia elétrica estão sendo feitos em um período em que os sistemas estão operando desconfortavelmente próximos de seus limites operativos. Isto torna os sistemas mais vulneráveis à possibilidade de grandes distúrbios, o que resulta em uma renovada atenção para a necessidade de restauração pronta e efetiva após a ocorrência de blecautes. Neste contexto, o artigo discute alguns problemas particulares que requerem cuidados especiais no desenvolvimento de planos de restauração de sistemas. Os problemas enfocados são: o número excessivo de alarmes nos centros de controle, as operações de chaveamento, o seqüenciamento ótimo de partida de unidades geradoras, os aspectos relativos a sistemas de transmissão subterrâneos e as capacidades e limitações dos sistemas de telecomunicação utilizados pelas companhias.

Em [Adibi e cols., 1992b] o mesmo grupo de trabalho enfoca as novas abordagens (naturalmente na época da publicação) aplicáveis ao problema de RSP. Coloca-se que um interesse intensivo no problema de restauração acontece em um período onde novas tecnologias passam a proporcionar novas e poderosas capacidades em áreas como a análise de sistemas de grande porte, comunicações, gerenciamento de informações, IA e disciplinas correlatas. De acordo com o artigo, pode-se obter plena vantagem desta feliz coincidência, porém de forma responsável. As seções de discussão presentes no trabalho exploram algumas das possibilidades abertas para o aumento de estratégias e práticas de restauração. Na primeira seção o tema enfocado é a coordenação e organização geral da restauração onde são discutidas as filosofias gerais possíveis para recomposição de sistemas. Após, existe uma seção dedicada à aplicação de sistemas especialistas ao problema e, finalmente, analisa-se o papel de simuladores de treinamento de operadores na área de restauração.

Outro relato do grupo já mencionado foi elaborado por [Adibi e cols., 1994a]. Neste artigo é especificado um conjunto de meios analíticos para utilização na restauração de sistemas e, também, são descritos os comportamentos de tipo estático, transitório e dinâmico de uma rede que está sendo recomposta. A descrição dos meios analíticos engloba os aspectos de planejamento e operação da restauração e também o treinamento de pessoal. Os referidos meios analíticos têm aplicações em todas as etapas da reconstrução de um sistema, incluindo a condição anterior ao distúrbio, a situação na rede após o mesmo, o sistema objetivo a ser atingido e a minimização de cargas não atendidas. Um ponto que merece destaque neste trabalho é a descrição dos requisitos feitos para que os programas de cálculo de estabilidade, transitória e de longo prazo, tornem-se adequados à utilização

em processos de restauração.

O trabalho de [Voropai e cols., 1994] também aborda peculiaridades do problema de RSP. O artigo enfoca aspectos da restauração em grandes interconexões após a ocorrência de distúrbios encadeados que provocam divisões nos sistemas e sérios prejuízos para os consumidores. É formulado o problema de desenvolver um sistema inteligente que forneça suporte às decisões dos operadores no restabelecimento de interconexões. Assim, ao longo do artigo é apresentado um instrumento, que utiliza o conceito de autômatos finitos, para a criação de sistemas especialistas. A construção de sistemas baseados em conhecimento aplicáveis na restauração das citadas interconexões é apresentada para exemplificar a abordagem desenvolvida.

[Konig e cols., 1994] descreveram o trabalho de treinamento de operadores visando a restauração de sistemas realizado em uma concessionária de energia elétrica alemã. Os autores colocam que, ao contrário da operação regular, saídas de operação e restauração dos sistemas são de incidência muito rara nas redes européias e, por esta razão, os operadores possuem experiência muito esporádica com tais eventos. Já o conhecimento necessário para tratar com estas situações extremas pode ser transmitido aos operadores dos sistemas por simulações de treinamento ou por planos de restauração baseados em informações coletadas de casos reais, análises e simulações computacionais. A abordagem apresentada combina estas fontes de conhecimento na forma de um simulador de treinamento acoplado a um sistema especialista. Este sistema possui aproximadamente 1500 regras de conhecimento e em sua operação analisa casos de distúrbio, adverte o operador das estratégias previstas nos planos de restauração, adapta taticamente as manobras para uma dada situação da rede bem como as adapta às decisões do operador que está sendo treinado e ainda verifica as ações que este executa no simulador.

Um importante trabalho foi desenvolvido por [Ross e cols., 1994]. O artigo descreve uma função de controle automático de geração (AGC) capaz de tratar com sistemas ilhados, implementada para um sistema elétrico de grande porte em uma companhia norte-americana, para assistência em situações de emergência e de restauração. O objetivo buscado é garantir a manutenção do balanço de potência e do valor da freqüência em um sistema ilhado, ou seja em operação anormal. A filosofia presente é a de que uma ilha elétrica operando com sucesso é uma condição muito melhor do que a do sistema em blecaute. Segundo os autores, esta foi a primeira vez em que a função AGC convencional foi melhorada para poder ser utilizada nestas situações, ao invés de ter sua utilização suspensa. A função foi projetada para ser implementada tanto em modo de tempo real como para simulação de treinamento de operadores. Neste último caso há um meio de simulação realística e em malha fechada reproduzindo o comportamento do sistema real, oferecendo assim condições de treinamento para situações de emergência. A implementação realizada foi testada em um modelo de sistema real de grande porte quando apresentou resultados satisfatórios e, ainda, foi considerado que a mesma se constituirá em uma capacidade

adicional para procedimentos de restauração, embora ainda não tenha sido testada em uma situação real de distúrbio.

Retomando os artigos publicados pelo grupo de trabalho em RSP organizado pelo *IEEE*, tem-se o relato feito por [Adibi e cols., 1995a]. Neste trabalho, os autores descrevem os requisitos referentes a centrais nucleares de geração durante processos de recomposição de sistemas. Um ponto de destaque é a consideração, ao longo do artigo, de normas técnicas norte-americanas que versam sobre o tema enfocado.

[Adibi e cols., 1995b] prosseguiram o projeto acima citado ao publicar seu artigo onde são analisados tópicos relacionados aos sistemas de proteção instalados nas redes elétricas de potência, durante a restauração das mesmas. Segundo os autores, o desempenho dos sistemas de proteção pode ser medido pelas porcentagens relativas de operações corretas e apropriadas dos relés instalados, operações corretas mas não apropriadas, operações de abertura erradas e falhas em operações de abertura. Também é colocado que a principal razão para as chamadas operações corretas mas não apropriadas é atribuída às mudanças contínuas que ocorrem no sistema elétrico, durante sua restauração. Neste contexto, os aspectos referentes a vários tipos de relés são analisados ao longo do trabalho.

O trabalho de [Ancona, 1995] merece destaque nesta seção devido ao grande número de referências bibliográficas nele apresentadas. Segundo o autor, embora um blecaute em um sistema de grande porte seja um problema complexo e único, existem certas diretrizes que são comuns para restauração e publicadas em vários artigos. O autor apresenta um trabalho de revisão e compilação organizada dos referidos artigos, com o objetivo de gerar uma estrutura (*framework*) para auxiliar os operadores dos sistemas a limitar os efeitos de distúrbios graves e, na ocorrência destes distúrbios, apoiar na reconstrução de um sistema elétrico estável e restaurar as cargas não atendidas da forma mais segura, suave e rápida possível, com o menor impacto adverso entre os consumidores. Também coloca-se que as diretrizes citadas proporcionam instruções auxiliares na preparação antecipada para a ocorrência de grandes blecautes, facilitando assim a restauração dos sistemas.

Finalizando a descrição dos relatos produzidos pelo grupo do trabalho em restauração - *IEEE*, tem-se o artigo de [Adibi e cols., 1996]. A particularidade do problema de RSP enfocada com profundidade é a partida de usinas de geração a vapor, utilizando fontes de potência remotas, segundo os autores um procedimento comum em fases iniciais de recomposição de sistemas. Entre vários aspectos, o artigo destaca a necessidade de se salvaguardar os equipamentos, discute restrições que devem ser respeitadas e tece recomendações relacionadas com o perfil reativo dos sistemas.

Prosseguindo, [Wilson, 1996a], considerando que quando uma empresa de energia elétrica estabelece uma estratégia de recomposição esta precisa ser avaliada, desenvolveu um método de avaliação de planos de restauração, baseado na realização de manobras e exercícios que simulam a recomposição de sistemas. Segundo o autor, a simulação de

condições de restauração possibilita uma medida da habilidade de uma companhia em responder a incidentes reais. Assim, manobras e exercícios periódicos ajudam a manter um alto nível de preparação entre os indivíduos envolvidos com tarefas de restauração. Coloca-se ainda que estas manobras também servem para testar e validar os planos de restauração, antes que os mesmos sejam ativados. Ao longo do trabalho, o autor descreve um conjunto de instruções sobre como estabelecer e como conduzir uma manobra de restauração e, posteriormente, como avaliar esta manobra.

Já o trabalho de [Wilson, 1996b] descreve atividades de uma nova força tarefa, criada conjuntamente pelos grupos de trabalho em treinamento de operadores e de restauração de sistemas do *IEEE*, com o objetivo de determinar como treinar operadores na área de restauração. A meta inicial deste trabalho foi determinar qual o nível de treinamento dado aos operadores e, para a obtenção da mesma, foi elaborado e enviado um levantamento a diferentes companhias concessionárias norte-americanas. Este levantamento foi projetado para classificar os programas existentes, para demonstrar necessidades adicionais de treinamento e, ainda, para servir como referência para companhias que venham a desenvolver programas de treinamento em recomposição de sistemas. Ao longo do artigo são apresentados detalhadamente os resultados da pesquisa realizada e também são mencionadas as vantagens que podem ser obtidas com a utilização de simuladores nos processos de treinamento de restauração.

Finalmente, [Rafian e cols., 1996] publicaram um trabalho que avalia um método para restauração de sistemas usando um simulador de treinamento de operadores. Segundo os autores, em uma importante concessionária norte-americana de energia elétrica (*Consolidated Edison*) colocou-se em consideração a idéia de utilizar um sistema especialista para restauração, com o intuito de facilitar a implementação de ações de recomposição do sistema na ocorrência de blecautes. Este sistema baseado em conhecimento guiaria os operadores na execução de procedimentos pré-definidos e, também, teria capacidade para alterar tais procedimentos em caso de necessidade. Coloca-se ainda que tais requisitos podem ser obtidos se o método para restauração for construído sobre um modelo do sistema elétrico e se o mesmo efetuar a decomposição dos procedimentos de restauração em componentes com propósito explícito ou facilmente identificável. O referido sistema especialista foi desenvolvido e integrado ao simulador de treinamento da companhia, de forma que ele pode ser usado no treinamento de operadores visando a restauração. Os autores do trabalho consideram que, após sua avaliação, o método pode ser melhorado e tornar-se um aplicativo de tipo *on-line* para ser usado em casos reais de restauração.

2.4 Definição e decomposição do problema tratado

Até o momento se tentou deixar claro que o problema de restauração de sistemas de potência é extremamente complexo e que possui muitos subproblemas. Também se considera entendido que, para o problema inteiro, ainda não é conhecido um procedimento analítico único que forneça sua solução. Neste trabalho, o subproblema do problema de restauração de sistemas de potência considerado é a busca de configurações, ou sistemas objetivo, das redes que precisam ser restauradas, capazes de atender cargas consideradas prioritárias. Na solução deste problema consideram-se aqui: o fato do problema ser multi-estágio, seus aspectos ativos e reativos, os principais limites operativos dos equipamentos dos sistemas e a necessidade de rapidez na obtenção da solução. Neste trabalho busca-se um método analítico capaz de fornecer soluções para qualquer rede de energia elétrica onde aconteça um blecaute e, por conseqüência, a restauração se faça necessária. Pode-se dizer que o problema enfocado aqui é um dos principais e também um dos primeiros que necessitam ser resolvidos para a definição de um processo de recomposição de uma rede elétrica de grande porte.

Para um melhor entendimento do problema, considerando inicialmente seu aspecto ativo, verifique-se o sistema elétrico mostrado na figura 2.1. O sistema é de pequeno porte (6 barras e 6 linhas de transmissão) e, para maior simplicidade, possui um único nível de tensão. Ainda na figura 2.1 estão representados os fluxos de potência ativa (em MW) obtidos com a solução do modelo linearizado de fluxo de potência para este sistema. Os dados da rede necessários para análise com o FCCC estão nas tabelas 2.1 e 2.2.

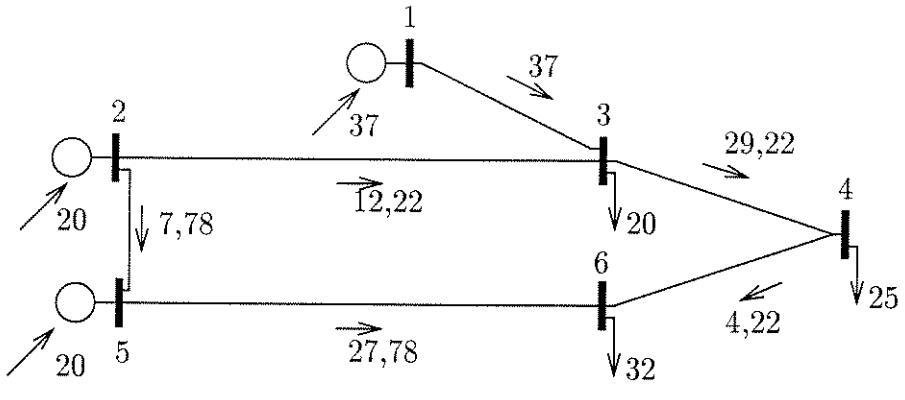


Figura 2.1: Sistema teste de 6 barras e 6 ramos

A figura 2.2 ilustra o problema. Nesta figura o sistema teste está totalmente fora de operação devido à ocorrência de um blecaute geral. As injeções de potência nulas representam os geradores desligados e as linhas tracejadas representam as linhas de trans-

Dados de barras			
Barra	Tipo	Inj. líquida (MW)	Lim. p/ geração (MW)
1	VΘ	0,00	50,00
2	PV	20,00	40,00
3	PQ	-20,00	–
4	PQ	-25,00	–
5	PV	20,00	40,00
6	PQ	-32,00	–

Tabela 2.1: Dados de barras do sistema teste

Dados de ramos		
Linha	x ($p.u.$)	Lim. p/ fluxo (MW)
1 – 3	0,06	50,00
2 – 3	0,05	40,00
3 – 4	0,03	40,00
2 – 5	0,07	30,00
5 – 6	0,04	40,00
4 – 6	0,04	30,00

Tabela 2.2: Dados de ramos do sistema teste

missão, também fora de operação. É importante notar que somente estes ramos definem os possíveis caminhos para reenergização da rede, uma vez que uma das principais características do problema de restauração é a impossibilidade de inclusão de novos equipamentos no sistema. Neste trabalho, uma das hipóteses básicas formuladas é ter-se como ponto de partida o sistema elétrico (ou parte do mesmo) fora de operação. Assim, as contingências que determinaram a ocorrência do blecaute e a posterior transição do sistema para o estado restaurativo não são levadas em consideração. Como restaurar este sistema elétrico? Uma resposta possível pode ser: "resolvendo todos os aspectos do problema de RSP". Acredita-se que a primeira questão a ser considerada é: "definidas cargas prioritárias, em um ou mais estágios de reatendimento, quais os equipamentos que estão desligados que são necessários para a recomposição da rede?" Este é, conforme já visto, o problema enfocado neste trabalho. A exemplo de muitas outras áreas da análise de sistemas elétricos de potência, para sua solução o problema foi decomposto em dois grandes subproblemas. O primeiro subproblema considerado será chamado aqui de "subproblema ativo", ou simplesmente "parte ativa". Trata-se da busca de um sistema objetivo atendendo somente os aspectos ativos da rede, ou seja, considerando somente o modelo linearizado de fluxo de potência. Assim, os principais elementos considerados nesta etapa são os limites para geração de potência ativa, os limites para transmissão em linhas de transmissão e transformadores e as injeções de potência ativa nas barras de carga. Posteriormente, se considera o "subproblema reativo" ou simplesmente a "parte reativa" do problema. Nesta etapa se leva em consideração a necessidade de verificar o perfil reativo da configuração do sistema determinada para restauração e, quando preciso, determina-se o acréscimo de equipamentos à rede. Assim, os principais elementos considerados nesta etapa são: as magnitudes de tensão ao longo da rede, os limites para injeções reativas em geradores e nas demais fontes de potência reativa pertencentes ao sistema e as injeções reativas nas barras de carga. Nesta parte da metodologia desenvolvida se utiliza, entre outros, o modelo não linear convencional de cálculo de fluxo de potência (FCAC).

2.4.1 Tratamento de sistemas desconexos

Sabe-se que quando ocorre um blecaute em um sistema elétrico de grande porte é freqüente a separação do mesmo em diversos subsistemas, ou ilhas, devido à ocorrência de perda de interligações. Tem-se também o fato de que uma das recomendações que aparece constantemente nos procedimentos para se restaurar um sistema consiste exatamente em abrir todos os seus disjuntores para permitir a sua reconstrução – ver, por exemplo, [Adibi e cols., 1992a]. A figura 2.3 ilustra esta situação onde, após um blecaute, as subredes mostradas operam de forma independente e as linhas tracejadas representam as interligações perdidas devido ao blecaute.

Neste trabalho, para tratar de partes desconexas dos sistemas analisados, desenvolveu-se uma expansão do conceito de rede fictícia. Assim, cada ramo do sistema que está fora

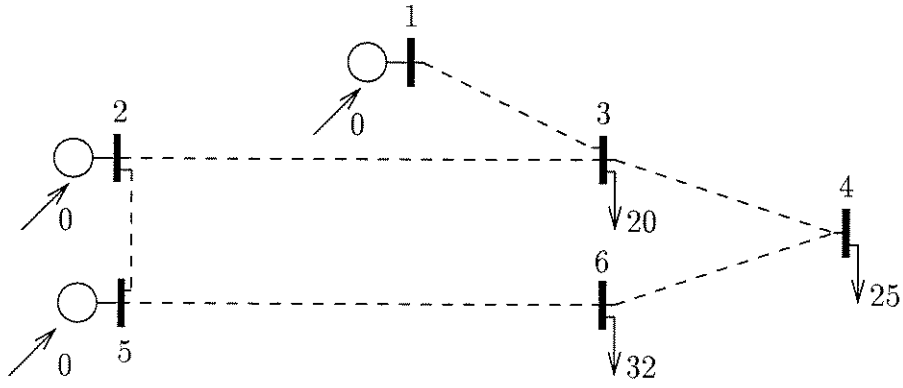


Figura 2.2: Sistema teste inoperante

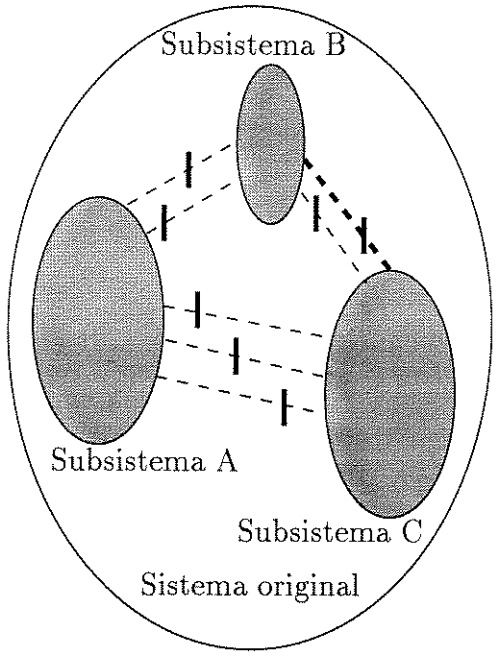


Figura 2.3: Sistema desconexo após blecaute

de operação é substituído por um ramo fictício com impedância artificialmente elevada. Isto possibilita que a rede analisada seja sempre conexa, portanto não havendo matrizes singulares em todas as soluções do tipo $Ax = b$ efetuadas, além de permitir a descoberta de caminhos por onde há necessidade de fluxo de potência. Este conceito foi proposto originalmente para o problema de planejamento da expansão de sistemas de transmissão nos trabalhos de [Monticelli, 1975] e [Monticelli e cols., 1982], onde é feita a superposição de reatâncias fictícias às reatâncias originais do sistema. Neste trabalho o conceito de rede fictícia é estendido para a representação de resistências, reatâncias e admitâncias tipo *shunt* de barras e de ramos. A Figura 2.4 mostra, para um ramo genérico de um sistema, a expansão do conceito de rede fictícia. Após vários testes, percebeu-se que bons resultados são obtidos quando a resistência fictícia r^f e a reatância fictícia x^f são determinadas pela multiplicação dos parâmetros originais r e x por 1×10^4. Já a admitância fictícia ysh^f é neste trabalho obtida pela multiplicação dos parâmetros originais por 1×10^{-4}. Ainda no que se refere a implementação deste modelo, recomenda-se que sejam utilizados mecanismos adequados para garantir a precisão dos resultados, tais como *precisão dupla*, nos programas computacionais desenvolvidos. Deseja-se salientar que na literatura especializada não foi encontrado relato de utilização de um "modelo π fictício" como o descrito, sendo portanto esta uma das contribuições originais deste trabalho.

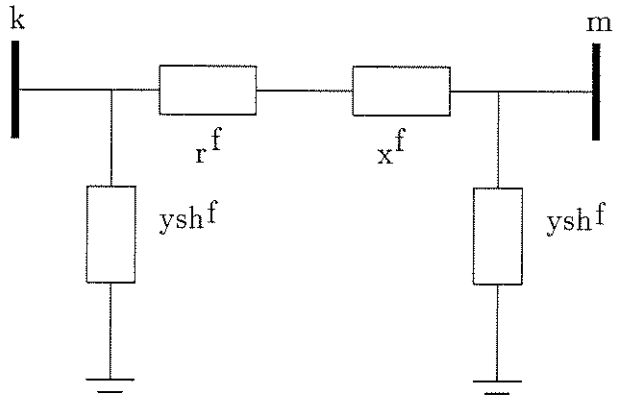


Figura 2.4: Expansão do conceito de rede fictícia

Durante o desenvolvimento deste trabalho e também como fruto da utilização do conceito de rede fictícia foram efetuadas pesquisas na área de análise de segurança estática de sistemas de energia elétrica, especificamente para o tratamento de casos de contingências que levam à ocorrência de desconexões nas redes analisadas – na abordagem convencional estes casos são apenas detectados e não têm seus efeitos verificados. Destas pesquisas resultou uma nova abordagem, onde tais casos são analisados e ordenados de acordo com seu impacto no perfil operativo das redes e que se encontra nos trabalhos referenciados como [Canto dos Santos e Garcia, 1995] e [Canto dos Santos e Garcia, 1998b].

Capítulo 3

Modelagem

Neste capítulo será descrita a modelagem formulada para o problema da determinação de sistemas objetivo para a restauração de sistemas de energia elétrica. Paralelamente também será descrita a metodologia desenvolvida.

3.1 Modelos linearizados para a parte ativa do problema

Nesta seção será descrita a metodologia, baseada em diferentes modelos linearizados, desenvolvida para a solução da parte ativa do problema proposto. Inicialmente são descritas as semelhanças existentes entre o problema abordado e o problema de planejamento da expansão de sistemas de transmissão de energia elétrica. A seguir, após uma breve discussão sobre soluções simplificadas do problema, são apresentados os diversos métodos elaborados. Um modelo alternativo para o cálculo de fluxo de potência linearizado, cujo desenvolvimento mostrou-se necessário ao longo do trabalho, também será descrito.

3.1.1 Semelhanças com o problema de planejamento da expansão

O problema de planejamento da expansão de sistemas de energia elétrica (aqui designado como problema de planejamento) é um dos problemas da engenharia elétrica de maior impacto junto às sociedades, devido ao contínuo e crescente aumento da dependência das mesmas de um fornecimento confiável de energia elétrica e, já há vários anos, vem sendo objeto de pesquisa no DSEE - FEEC - UNICAMP. Na solução do problema de planejamento se tem como objetivo a determinação de onde, quando e quais equipamentos devem ser instalados em um sistema de potência para garantir, ao longo de

um período e ao menor custo possível, o fornecimento adequado de energia elétrica aos consumidores. Não é objetivo do presente trabalho detalhar as metodologias, algumas já clássicas, existentes para a solução deste problema. Porém, considera-se adequada a apresentação de uma breve descrição do tema.

Um trabalho pioneiro e de grande importância é o de [Garver, 1970] que consiste, acredita-se, na primeira proposta de solução do problema de planejamento via programação linear. Este artigo tornou-se referência na área de planejamento, sendo uma das repercussões do mesmo o trabalho desenvolvido por [Villanasa e cols., 1985], um prosseguimento da proposta original de Garver. Neste trabalho é feita uma modelagem híbrida, utilizando o modelo de FCCC, a modelagem conhecida na área de programação matemática como *Modelo de Transportes* e PL para a obtenção da solução.

[Monticelli, 1975] apresentou um método para planejamento da expansão de sistemas de transmissão utilizando uma propriedade de otimização do FCCC e um critério de confiabilidade. Já no artigo de [Monticelli e cols., 1982] foi descrita a aplicação da propriedade de mínimo esforço do modelo de FCCC em um novo método aplicável para o problema de planejamento. Sabe-se que em situações de planejamento da expansão de sistemas é bastante freqüente a necessidade de se tratar com redes elétricas desconexas, já que muitas vezes são conhecidas apenas as localizações dos centros de carga e de geração de energia. Por este motivo foi proposto, originalmente nos trabalhos acima citados, o conceito de rede fictícia para o tratamento de partes desconexas dos sistemas. Neste trabalho, este conceito é utilizado de forma expandida, conforme já visto no capítulo anterior.

Prosseguindo, [Pereira e cols., 1985] enfocam simultaneamente os problemas de expansão dos sistemas de transmissão e de geração de energia elétrica. Nesta proposta, para a solução do problema são utilizados a técnica de *Decomposição de Benders*, PL e algoritmos de fluxo máximo. A técnica proposta por Benders também se encontra presente no trabalho de [Romero, 1993] para a solução do problema de planejamento, considerando que o mesmo pode ser decomposto em dois subproblemas: um de investimento e outro de operação. Deve-se destacar que este trabalho reune os melhores aspectos de vários métodos anteriormente utilizados no problema de planejamento.

Na literatura especializada, ultimamente, o problema de planejamento continua sendo tema de várias publicações, destacando-se artigos que utilizam abordagens de otimização combinatorial, como as técnicas de *Algoritmos Genéticos, Simulated Annealing e Busca Tabu*. Um exemplo destes artigos é o trabalho de [Romero e cols., 1996].

Quando se compara o problema de planejamento com o problema considerado neste trabalho se percebe que existem várias semelhanças entre os mesmos. Os principais pontos em comum são listados a seguir.

- Os dois problemas consideram somente o aspecto estático dos sistemas elétricos.

Fenômenos transitórios causados pelas mudanças na topologia das redes não são analisados.

- Em ambos os casos tem-se sistemas que estão parcial ou integralmente fora de operação. Conforme já visto, a existência de partes fora de operação leva ao surgimento de redes elétricas desconexas, sendo esta a razão para a utilização de técnicas específicas de análise pois, caso contrário, as matrizes que representam as redes tornam-se singulares.

- Também nos dois problemas são conhecidos os requisitos existentes para a configuração final (sistema objetivo) necessária para as redes. No problema de planejamento, precisa-se atender um nível de carga previsto para um certo ano futuro. Já no caso da restauração visa-se a normalização do fornecimento de energia elétrica para certos grupos de consumidores, em cada estágio do processo.

- Ainda nesta comparação, em ambos os casos são conhecidos os recursos, isto é, os equipamentos, disponíveis para utilização. Deve-se notar, entretanto, que no caso do problema considerado neste trabalho as restrições referentes aos equipamentos são mais severas que no problema de planejamento. Isto porque em um contexto de necessidade de restauração não há possibilidade de instalar equipamentos novos nas redes, apenas há possibilidade de reenergizar os equipamentos já existentes no sistema e que estejam em condições de retomada de operação. Deste fato decorre que, ao contrário do problema de planejamento onde o planejador tem grande liberdade para escolha de caminhos elétricos a serem utilizados, na restauração não se pode escolher livremente os caminhos (equipamentos) que farão parte do processo de recomposição das redes.

As semelhanças acima expostas constituem um dos alicerces deste trabalho. Deve-se notar que a proposta de explorar as similaridades entre o problema de planejamento da expansão e o aspecto estático do problema de RSP é, também, uma contribuição original deste trabalho visto que não foi encontrado relato anterior desta abordagem na revisão bibliográfica realizada. Pode-se dizer, resumidamente, que neste trabalho o problema considerado é resolvido por métodos que fazem o replanejamento (considerando os perfis ativo e reativo) dos sistemas de potência, após a ocorrência de blecautes nos mesmos.

Um outro ponto importante a ser considerado é a diferença existente entre os problemas de planejamento e de restauração no aspecto relativo à necessidade de eficiência computacional [1] da obtenção da solução. No problema de planejamento é admissível a

[1] Habitualmente se define eficiência computacional como uma medida da qualidade de uma metodologia para a solução de um problema, expressa como uma combinação de precisão dos resultados e do tempo de processamento necessário para obtê-los.

adoção de métodos que, devido à complexidade da modelagem adotada, levem a procedimentos lentos de solução. Assim são comuns metodologias, só aplicáveis em modo *off line*, que impliquem na necessidade de centenas de horas de processamento. Já no problema de restauração esta questão pode ser vista de duas formas. A primeira possibilidade considera que procedimentos de restauração podem ser determinados em modo *off line* e, neste caso, são geradas regras pré-estabelecidas para a recomposição das redes. Uma crítica que pode ser feita a esta abordagem é a dificuldade para a previsão de todas as possíveis topologias e conseqüentes estados de operação que um sistema pode apresentar na situação pós-blecaute. Numa segunda visão, pode-se considerar que as ações de controle necessárias para restauração devem ser determinadas após a ocorrência de blecautes nas redes e já levando em consideração as características e efeitos de cada grande distúrbio ocorrido. Desta forma fica estabelecida a necessidade de rapidez na obtenção da solução, devido a uma situação real e crítica, onde há interrupção no fornecimento de energia elétrica. Por rapidez da solução aqui se entende idealmente um método capaz de fornecer soluções em tempo real, ou no menor espaço de tempo possível, após a ocorrência do distúrbio que levou a rede ao estado restaurativo. Naturalmente o tipo de modelo adotado, bem como a formulação do problema desenvolvida, são elementos fundamentais para a consecução deste objetivo. É importante notar que este último fato permanece válido mesmo com as facilidades de *hardware* atuais. A segunda visão descrita da necessidade de eficiência computacional na solução do problema de restauração é a adotada no presente trabalho.

No aspecto referente à escolha de técnicas de solução para o problema enfocado neste trabalho, pode-se novamente explorar uma grande semelhança com o problema de planejamento que é a possibilidade de utilização do modelo linearizado de cálculo de fluxo de potência. Sabe-se que em várias áreas da análise de sistemas de potência o modelo convencional (não linear) de fluxo de potência pode ser substituído pela utilização do modelo linearizado. Conforme já foi visto, uma das mais importantes condições a considerar no desenvolvimento de tarefas computacionais para centros de controle de energia elétrica é a eficiência computacional, principalmente quando na operação em tempo real, que impõe severas restrições de tempo para a execução destas tarefas. Além disso, em várias situações não há a necessidade de se conhecerem todas as variáveis de estado da rede. Neste contexto, o modelo linearizado de fluxo de potência (FCCC), devido às suas características de eficiência e simplicidade, tem sido muito utilizado em diversas aplicações. Em alguns casos até com vantagem sobre o modelo convencional por apresentar sempre uma solução mesmo em casos críticos e, como conseqüência, fornecendo informações importantes. Assim, o modelo de FCCC é bastante aplicado para a solução do problema de planejamento – [Monticelli e cols., 1982], [Romero e cols., 1996]. Na solução deste problema, é planejada a expansão do sistema para um cenário previsto de geração e de consumo de energia considerando-se somente o aspecto ativo da rede, sendo a verificação do perfil reativo do sistema efetuada em análises posteriores. O uso do modelo de FCCC neste caso é de fundamental importância porque se observam problemas de convergência

com os cálculos convencionais de fluxo de carga. Assim, as soluções fornecidas pelo modelo de FCCC são de grande valia, embora aproximadas. Uma outra área de grande aplicação do modelo de FCCC também relacionada com este trabalho é a análise de segurança estática de sistemas de potência. O objetivo desta análise é a verificação do impacto no perfil operativo de um sistema elétrico causado pela saída de operação de um ou mais equipamentos. Quando se deseja considerar somente o subproblema ativo da análise de segurança (basicamente verifica-se o efeito que contingências causam nos fluxos de potência ativa em ramos), o modelo de FCCC é largamente utilizado devido à sua eficiência para esta finalidade. Esta proposta é vista em muitos trabalhos, tais como [Galiana, 1984] e [Carpentier e cols., 1993]. Considerando os fatores descritos, optou-se por utilizar neste trabalho o modelo de FCCC basicamente na etapa inicial da determinação de configurações dos sistemas adequadas para restauração. Cabe lembrar que neste caso, se necessita de uma solução rápida do problema, devido à gravidade de uma situação em que o sistema (ou parte do mesmo) está fora de operação. Resumidamente, pode-se dizer que o modelo de FCCC foi escolhido devido às suas qualidades de rapidez e precisão das soluções fornecidas. Esta adoção já foi sugerida anteriormente na literatura por [Wu e Monticelli, 1988], entre outros autores.

3.1.2 Uma solução simplificada

Nesta seção serão descritos testes bastante simples, visando demonstrar que embora possível é inviável resolver o problema considerado somente por métodos baseados em tentativa e erro. Antes desta apresentação, porém, é necessário colocar outras duas premissas básicas adotadas no presente trabalho.

- Para a solução do problema proposto, parte-se do ponto em que o sistema de potência, ou parte do mesmo, está fora de operação. Assim os eventos (contingência ou série de contingências) que levaram o sistema para o estado restaurativo não são analisados.

- Em cada estágio do processo de restauração, são considerados conhecidos os equipamentos (linhas de transmissão, transformadores, geradores, reatores, etc.) da rede que estão em condições de serem religados para a recomposição do sistema e as cargas prioritárias. O número de estágios do processo de restauração também é definido *a priori*. (Normalmente o total de cargas prioritárias por estágio é crescente e no último estágio deseja-se a restauração integral do sistema.)

Considere-se o problema enfocado neste trabalho e o sistema elétrico fora de operação mostrado na figura 2.2 do capítulo anterior. Para este sistema, foram testados com o

modelo de FCCC esquemas de restauração, simulando-se possíveis planos previamente desenvolvidos para esta rede e considerando que a recomposição do mesmo deveria ser feita em um único estágio e que todas as cargas instaladas teriam nível máximo de prioridade. Nas figuras a seguir, as quais mostram as configurações testadas, linhas de transmissão representadas por linhas contínuas fazem parte dos planos de recomposição e linhas tracejadas representam os equipamentos que não fazem parte, isto é, não devem ser religados. Nos cálculos de FCCC estes últimos equipamentos foram representados por parâmetros fictícios. Ainda nestas figuras são mostrados apenas os fluxos de potência ativa não desprezíveis (em MW), estejam estes fluxos em ramos a restaurar ou não. Também aparecem nas figuras 3.1 a 3.3 as injeções de potência ativa (em MW) nas barras do sistema que compõem cada plano proposto.

A figura 3.1 mostra a primeira configuração de sistema testada para recomposição apresentada e a tabela 3.1 mostra os ângulos obtidos com a solução de FCCC para esta configuração. Analisando esta figura e esta tabela vê-se que, considerando o modelo de FCCC, a solução obtida com esta configuração é viável para restaurar o sistema. Note-se que não existe fluxo de potência ativa considerável passando por ramos modelados como fictícios, que todos os limites operativos da rede são respeitados e ainda que neste esquema há uma radialização dos geradores para o atendimento das cargas.

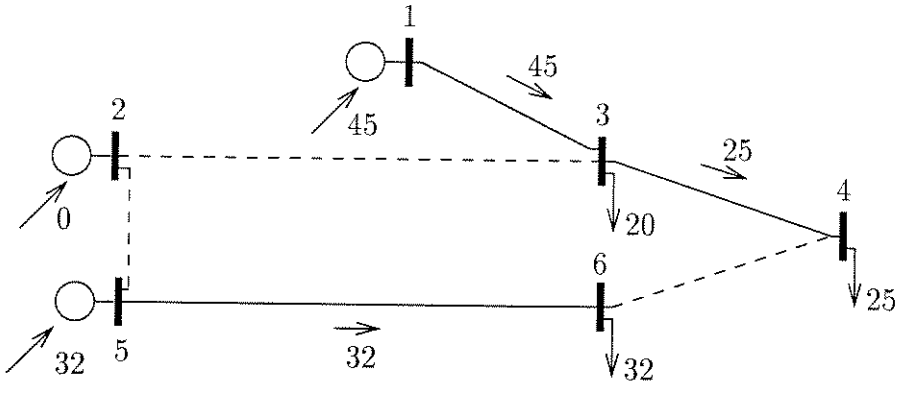


Figura 3.1: Primeira configuração do sistema teste

A figura 3.2 mostra uma segunda configuração verificada como possibilidade de recomposição do sistema teste. A tabela 3.2 contém os dados correspondentes à solução de FCCC determinada para esta configuração. Conforme se pode ver nesta figura, este esquema de restauração corresponde à tentativa de restabelecer as cargas da rede usando-se somente o gerador situado na barra 1. Embora os ângulos de tensões mostrados na tabela 3.2 levem à inexistência de fluxos consideráveis na rede fictícia, a solução obtida é inviável. Verificando os limites operativos anteriormente mostrados nas tabelas 2.1 e 2.2, percebe-se que são violados os limites para geração na barra 1 e para transmissão

Solução de FCCC	
Barra	Ângulo (*rad*)
1	0,000
2	-1,452
3	-1,547
4	-1,977
5	-1,319
6	-2,052

Tabela 3.1: Valores de ângulos na primeira solução

de potência ativa em todas as linhas de transmissão usadas neste plano de restauração. Deve-se notar que sendo a barra 1 do tipo $V\theta$ um modelo de fluxo de carga sem controle de limites consideraria a solução como viável, do ponto de vista de geração.

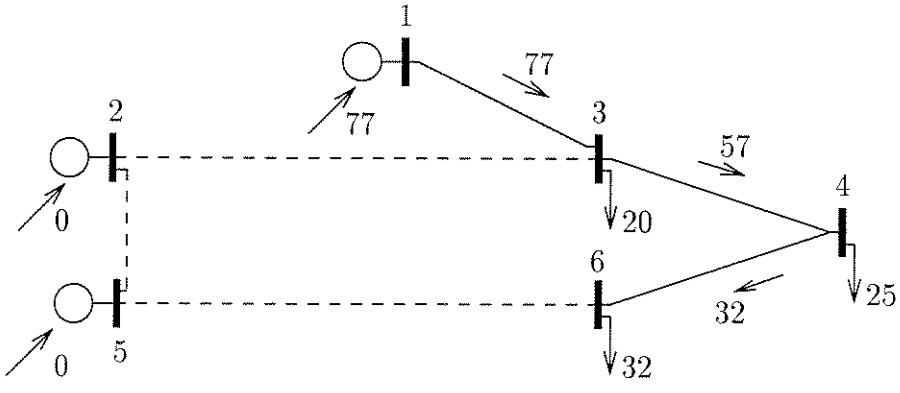


Figura 3.2: Segunda configuração do sistema teste

A terceira configuração testada para a restauração do sistema teste é vista na figura 3.3 e a correspondente solução de FCCC está na tabela 3.3. Neste teste, verificou-se o que aconteceria se fosse prevista uma configuração com injeção de 40 MW no gerador da barra 5, igual ao limite deste gerador. Na tabela 3.3 vê-se que os ângulos obtidos não são eletricamente "normais" e a figura 3.3 mostra a existência de fluxos de potência não desprezíveis em ramos da rede fictícia, que representam linhas de transmissão que ainda não estariam restauradas. Embora a 2ª lei de Kirchhoff seja respeitada, a presença de fluxos na rede fictícia mostra a inviabilidade da configuração. Nesta tentativa de solução o gerador da barra 5 teria de atender uma carga de 57 MW, porém a geração nesta barra é limitada a 40 MW. Na figura 3.3 vê-se que os 17 MW restantes foram, conforme

Solução de FCCC	
Barra	Ângulo (*rad*)
1	0,000
2	-3,182
3	-2,647
4	-3,626
5	-3,931
6	-4,360

Tabela 3.2: Valores de ângulos na segunda solução

esperado, gerados na barra 1 (de referência) e fluíram por caminhos elétricos cuja volta a operação não fazia parte do plano existente. Deve-se notar que, além da presença de fluxos de potência em ramos fictícios, o limite para fluxo na linha de transmissão entre as barras 5 e 6 está violado nesta configuração.

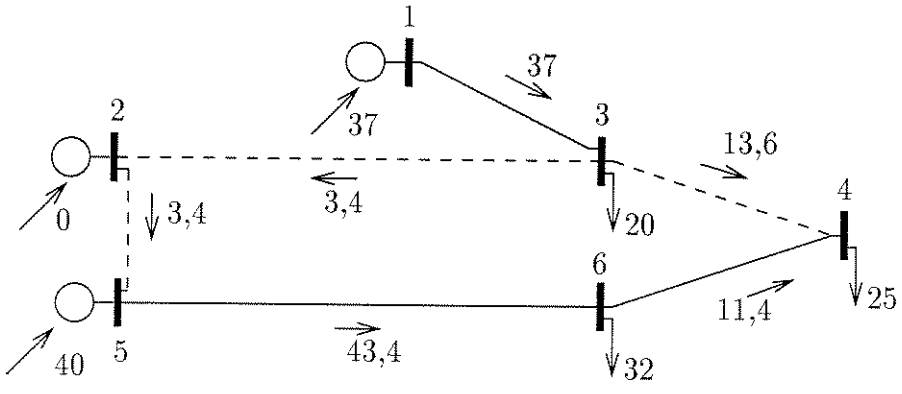


Figura 3.3: Terceira configuração do sistema teste

Nas três simulações apresentadas o número de linhas de transmissão utilizadas foi igual a 3. Dados os objetivos destes testes não foram apresentados esquemas que implicassem em um número maior de equipamentos para restauração. A questão do número de equipamentos utilizados e conseqüente número de manobras necessárias para recompor um sistema será retomada neste trabalho. É importante notar que usando um procedimento de tentativa e erro como o descrito, de três configurações testadas, apenas uma poderia obter sucesso em um processo de reconfiguração do sistema teste considerado, mesmo sendo o sistema extremamente simples e de pequeno porte. Procurou-se assim mostrar a necessidade da substituição do procedimento descrito por um método que, de forma au-

Solução de FCCC	
Barra	Ângulo (*rad*)
1	0,000
2	-974,881
3	-1,272
4	-2339,191
5	-2337,935
6	-2338,929

Tabela 3.3: Valores de ângulos na terceira solução

tomática, considere os principais limites operativos das redes, que forneça soluções para sistemas de grande porte e que também satisfaça os requisitos de eficiência computacional anteriormente mencionados.

3.1.3 Solução baseada em PL

Conforme a revisão de literatura apresentada no capítulo anterior, existem basicamente duas abordagens propostas para o problema de RSP e, em conseqüência direta, ao problema considerado neste trabalho: o uso de técnicas de IA e o uso de técnicas de otimização. No presente trabalho, inicialmente, houve grande interesse pela possibilidade de aplicação de técnicas de IA, com destaque para o desenvolvimento de sistemas especialistas. Entretanto, após diversos estudos, foi feita a opção pelo emprego de técnicas baseadas em programação matemática ao problema considerado. Os principais motivos para esta escolha estão descritos a seguir.

- Considerou-se que a abordagem baseada em otimização conduziria a uma metodologia de maior grau de generalidade do que aquele que seria obtido com técnicas de IA. Isto porque uma das principais características de técnicas de IA, tais como sistemas especialistas e redes neurais artificiais, é a necessidade da existência prévia de uma base de conhecimento aplicável ao problema. Com a opção feita buscou-se eliminar o elevado grau de dependência que geralmente existe entre metodologia de solução e sistema elétrico analisado quando o tratamento é feito através de sistemas baseados em conhecimento. Cabe lembrar que, normalmente, quando se deseja utilizar um mesmo sistema especialista para a análise de mais de um sistema elétrico, a menor alteração necessária costuma ser a troca do conjunto de regras de conhecimento utilizado.

- Notou-se que a base de conhecimento sobre o problema acima referida nem sempre existe, principalmente quando são considerados sistemas de potência reais e de grande porte, como os que este trabalho visa enfocar. Em outros casos, tal conhecimento prévio é de obtenção dificílima e logo a transformação do mesmo em um conjunto de regras torna-se inviável.

- Verificou-se também que a utilização de conhecimentos oriundos de experiências prévias sobre o problema, específicos para cada sistema de potência e por ventura possuídos por especialistas, não exclui a possibilidade de existência de soluções qualitativamente melhores do que as que seriam fornecidas por métodos baseados nestes conhecimentos.

Na área de engenharia de sistemas de potência são muitas as aplicações de técnicas de otimização, sendo vários exemplos facilmente encontrados em áreas como análise de segurança, planejamento da expansão de sistemas de geração e de transmissão e planejamento da operação em tempo real. Com o objetivo de desenvolver uma metodologia baseada em programação matemática para a solução do problema considerado, a primeira questão a considerar é qual das diversas áreas da otimização utilizar para esta finalidade.

Quando se pensa em aplicar otimização em redes elétricas surge imediatamente a idéia de utilização do chamado fluxo de potência ótimo (FPO). Esta é uma área muito ampla e que sem dúvida pode ser aplicada ao problema de RSP. Entretanto, optou-se pelo desenvolvimento de um método específico, conforme será visto mais adiante, descartando-se assim a aplicação direta do FPO.

Na definição de como formular o problema enfocado e, em conseqüência, que tipo de técnica utilizar foi estudada a aplicação de algoritmos de programação não linear, a exemplo de alguns trabalhos revisados no capítulo anterior. Sua aplicação foi descartada devido ao objetivo de exploração das semelhanças existentes entre o problema aqui tratado e o problema de planejamento que, sabe-se, pode ser resolvido com sucesso através de modelos linearizados.

As técnicas de programação dinâmica (PD) – [Bertsekas, 1987] e [Hadley, 1964] – também foram analisadas na etapa de formulação do problema. Estas técnicas podem ser utilizadas para a solução de problemas onde as decisões são tomadas por estágios e em que uma decisão influencia a tomada de decisão seguinte sendo que, destaque-se, geralmente estes problemas são caracterizados pela presença de variáveis aleatórias. Devido à sua definição, existe aplicação da PD ao problema de RSP, principalmente quando são considerados aspectos como cálculo de estabilidade e sincronização de ilhas elétricas em um sistema. Existem, entretanto, fatores complicantes para sua aplicação ao problema considerado neste trabalho. Um primeiro fator é a dificuldade que existe para a modelagem do problema, nos moldes exigidos pelos algoritmos de PD. Um segundo fator é, novamente, a intenção de explorar semelhanças com o problema de planejamento,

onde os modelos aplicados são de natureza estática. Conforme será visto mais adiante, o conceito de dinamismo adquire neste trabalho um significado que não se relaciona com modelagem direta do fator tempo ou com processos estocásticos e similares, mas é referente a um processo dinâmico de solução de um problema, onde em cada passo do processo os modelos empregados são estáticos.

Outra parte da teoria de otimização cuja possibilidade de aplicação foi considerada neste trabalho é a programação inteira - PI, que se constitui em uma especialização da programação matemática destinada para o tratamento de problemas que envolvam variáveis inteiras - [Garfinkel, 1972] e [Salkin, 1975]. As técnicas de PI possuem várias aplicações na área de sistemas de potência, inclusive para o problema de planejamento – [Romero, 1993] e também na área de restauração (no caso programação inteira mista em conjunto com técnicas heurísticas, conforme visto no capítulo anterior). O problema enfocado neste trabalho foi formulado como um problema de PI, considerando o modelo de FCCC e o conceito de rede fictícia. Mais especificamente, chegou-se à formulação de um problema de programação inteira mista e do tipo zero - um, já que existiam variáveis de decisão inteiras e binárias. Tal formulação, entretanto, não chegou a ser implementada. A razão para isto foi a constatação prévia de que, embora a formulação fosse promissora, o tempo computacional necessário para a solução do problema seria muito elevado. Como se visa atender o requisito de eficiência computacional necessário para uma solução rápida do problema optou-se por não adotar a programação inteira (e suas especializações).

Quando se começou a analisar a possibilidade da aplicação de programação linear – [Bazaraa, 1990] – neste trabalho, houve um interesse inicial por algumas de suas especializações, tais como o Modelo de Transportes e o Problema de Fluxo em Caminho Mínimo com Arcos Capacitados. Algumas formulações foram desenvolvidas, considerando como capacidade de arcos os limites operativos dos ramos dos sistemas elétricos. Percebeu-se porém que a aplicação direta destes métodos ao problema proposto não seria viável. Isto porque tais métodos operam no sentido de fornecer soluções que, para aplicação prática, exigiriam um grau de arbítrio elevado dos operadores das redes. Ocorre que as leis básicas da eletricidade diminuem tal capacidade de arbítrio dos operadores. Como exemplo desta situação, sabe-se que na realidade não existem transformadores defasadores em todas as barras de um sistema, logo não se pode tentar impor os valores dos fluxos de potência ativa em todos os ramos de uma rede, o que tenderia a acontecer se os referidos métodos fossem aplicados diretamente.

Nos parágrafos anteriores foram analisadas e descartadas várias possibilidades de aplicação de otimização ao problema tratado. A escolha recaiu sobre o desenvolvimento de uma metodologia específica baseada em PL. Esta decisão deveu-se, principalmente, à necessidade de obtenção de soluções eficientes do ponto de vista computacional e à premissa básica deste trabalho de explorar as semelhanças entre o problema de planejamento e o problema de buscar sistemas objetivo para os diversos estágios de restauração de um

sistema elétrico de grande porte. Além destes motivos, sabe-se que em muitas situações críticas para os sistemas, onde modelos não lineares não apresentam solução, os modelos lineares, ao contrário, fornecem resultados que embora aproximados são de grande utilidade. Cabe lembrar que existem muitas aplicações da técnica de PL em diversas áreas da engenharia de sistemas de potência, destacando-se os problemas de planejamento, de controle da operação e de análise de segurança. Desta aplicações, uma bastante conhecida é a proposta nos trabalhos de [Stott e Hobson, 1978a], [Stott e Hobson, 1978b] e [Stott e Marinho, 1979], onde os autores apresentam uma abordagem para controle de segurança, enfocando também situações de emergência nos sistemas, baseada em PL e no modelo de FCCC, que considera de forma adequada e inteligente características próprias das redes elétricas de potência. Atualmente, sabe-se que esta abordagem se mostrou eficiente quando de sua implementação em diversos centros de controle de energia elétrica.

A formulação da parte ativa do problema considerado neste trabalho como um problema de PL foi obtida após o desenvolvimento e a realização de testes com várias outras não detalhadas neste trabalho. A formulação utilizada nesta etapa levou a um problema de minimização onde a função objetivo trata o produto entre os custos de geração ou consumo de potência em cada barra do sistema e o valor líquido desta injeção, ou seja: a função objetivo do modelo clássico de despacho de potência. (Pode-se portanto considerar o custo associado ao não atendimento de cargas prioritárias.) Considera-se também o modelo de FCCC para a rede e que a mesma está sujeita a restrições de balanço de potência ativa, de potência líquida em cada barra e de transmissão. A formulação utilizada é apresentada nas equações a seguir.

$$Min\ C'P \tag{3.1}$$

sujeito a:

$$\sum_{i=1}^{nb} P_{g_i} - P_{c_i} = 0 \tag{3.2}$$

$$P^{min} \leq P \leq P^{max} \tag{3.3}$$

$$P_{km}^{min} \leq P_{km} \leq P_{km}^{max} \tag{3.4}$$

Onde:
nb – número de barras do sistema,
C – custos ($'$ - indica transposição),
P – injeções de potência ativa,
P_{g_i}, P_{c_i} – potência ativa (gerada ou consumida) na barra i,
P^{min}, P^{max} – limites mínimos e máximos para injeções,
P_{km}, P_{km}^{min}, P_{km}^{max} – fluxos de potência ativa e limites mínimos e máximos para estes fluxos.

A restrição de igualdade representa o balanço de potência na rede. Ela é responsável pelo equilíbrio entre geração e carga durante a recomposição de um sistema. A segunda

restrição refere-se à potência líquida em cada barra e é calculada para todas as barras do sistema. Se a barra i é uma barra de geração os limites considerados refletem a capacidade instalada nesta barra, considerando a possibilidade de existência de consumo nesta mesma barra (carga própria). Já para barras de carga, os limites podem tanto ser iguais à injeção de potência especificada para a barra bem como podem ser flexibilizados no caso de permissão de corte de carga no sistema. Para cada estágio do processo de restauração, na determinação dos limites, utiliza-se um fator que representa a porcentagem da demanda instalada em uma barra que se deseja atender.

A terceira restrição nesta formulação corresponde à capacidade de transmissão do sistema, oriunda dos limites térmicos dos equipamentos modelados como ramos da rede e será melhor explicada a seguir. Conceitualmente, esta restrição é definida como:

$$P_{km}^{min} \leq P_{km} \leq P_{km}^{max}$$

Como está sendo o utilizado o modelo de FCCC, o fluxo de potência ativa em um ramo é dado por:

$$P_{km} = \frac{1}{x_{km}} \theta_{km}$$

Onde:
x_{km} - reatância do ramo $k-m$,
θ_{km} - abertura angular do ramo $k-m$ ($\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$).
Porém pode-se fazer a seguinte manipulação:

$$\theta_{km} = \underline{e}_{km}^t \underline{\theta}$$

Em que:
$\underline{e}_{km}$ - vetor composto de zeros, exceto nas posições k e m onde vale +1 e -1 respectivamente,
$\underline{\theta}$ - vetor dos ângulos de tensão do sistema.
Assim o fluxo de potência pode ser expresso por:

$$P_{km} = \frac{1}{x_{km}} \underline{e}_{km}^t \underline{\theta}$$

Considerado-se o modelo matricial de FCCC: $\underline{\theta} = B'^{-1} \underline{P}$, chega-se à expressão:

$$P_{km} = \frac{1}{x_{km}} \underline{e}_{km}^t B'^{-1} \underline{P}$$

Chamando de $\underline{w1}$ o vetor dado pelo produto dos três primeiros termos da expressão anterior (isto é: $\underline{w1} = \frac{1}{x_{km}} \underline{e}_{km}^t B'^{-1}$) tem-se:

$$P_{km} = \underline{w1} \ \underline{P}$$

Considera-se que a formulação descrita é bastante adequada para o problema enfocado neste trabalho, uma vez que condições típicas de um sistema no estado restaurativo são facilmente representadas neste modelo. Para cada estágio do processo de recomposição do sistema são válidos os comentários a seguir. A situação dos geradores do sistema é modelada através de custos e de limites. Assim, por exemplo, um gerador sem condições de serviço pode receber limites nulos ou custo elevado na preparação dos dados para o cálculo de PL. O mesmo acontece na modelagem do sistema de transmissão, onde um equipamento sem condições de operação pode ser representado por um ramo com limites de fluxo de potência nulos. Já a consideração de níveis de prioridade de cargas, por sua vez, também é facilmente realizada através da atribuição de custos para cada barra, diferenciados de acordo com o grau de prioridade das mesmas. É importante notar que assim, de uma maneira eficiente e precisa, são considerados vários dos requisitos fundamentais para a solução do problema.

Sabe-se que, de acordo com a literatura especializada, ainda não existe um modelo matemático que represente integralmente o problema de RSP, devido à sua complexidade. De forma similar, para o problema tratado neste trabalho a formulação matemática apresentada, isoladamente, não é suficiente para a solução. Assim, para cumprir os objetivos desejados faz-se necessário o desenvolvimento e a aplicação de um método mais amplo, e não simplesmente a solução de um problema de programação linear. Neste contexto, será descrito o primeiro método desenvolvido onde, com a execução sucessiva de cálculos de PL considerando o modelo de FCCC e de simulações de religamentos de ramos, obtém-se uma rede em que, considerando somente o aspecto ativo do problema, cargas prioritárias são atendidas e limites de operação dos equipamentos dos sistemas são respeitados. Cabe notar que o referido método também está descrito no trabalho de [Canto dos Santos e Garcia, 1997a]. A seguir é apresentado o algoritmo do primeiro método desenvolvido e uma visão geral está na figura 3.4.

- Para cada estágio do processo de recomposição do sistema, efetuar os passos seguintes.

i- Definição de escala de prioridade no atendimento de cargas.

ii- Preparação de dados. Definem-se custos de não atendimento de cargas segundo sua prioridade – são atribuídos custos maiores para as cargas mais prioritárias. Substituição dos parâmetros de reatância dos ramos fora de operação por parâmetros fictícios. Consideram-se abertos os limites para fluxo de potência ativa nos ramos fictícios do sistema.

iii- Cálculo de PL – equações (3.1) a (3.4).

iv- Verificação do critério de parada. (1) As cargas prioritárias são atendidas? (2) O somatório dos módulos dos fluxos de potência ativa na rede fictícia é desprezível?

Para esta última verificação, utiliza-se uma constante de tolerância que deve ser pré-determinada. Um valor típico para esta constante é de 1×10^{-3}. Caso negativo para alguma das condições ir para *v*. Caso positivo para as duas condições, está obtida a solução para a parte ativa do problema, fim.

v- Alocação do equipamento correspondente ao ramo fictício mais carregado na última solução obtida. Quando um ramo é alocado (ou religado) a reatância fictícia é substituída pela original e são impostos os limites reais de operação do ramo. Voltar para *iii*.

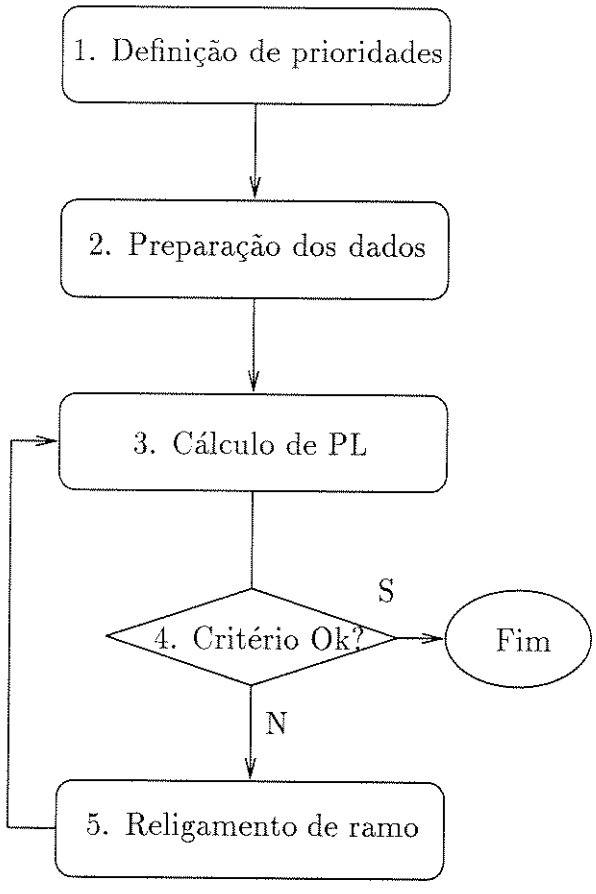


Figura 3.4: Primeiro método proposto

Detalhando mais os passos do algoritmo, temos que na primeira etapa a definição de níveis de prioridade de barras de carga procura simular o procedimento adotado por muitas companhias de energia elétrica de considerar as características próprias de cada

consumidor (ou grupo de consumidores) durante a restauração de um sistema. Na segunda etapa, após a leitura dos dados do sistema elétrico, é aplicado um tratamento adequado para a consideração da esparsidade das matrizes que representam a rede – [Zollenkopf, 1970]. Ainda nesta etapa, dá-se a substituição dos parâmetros reais dos equipamentos do sistema modelados como ramos por parâmetros fictícios, conforme visto no capítulo anterior. A relaxação dos limites de transmissão de potência no sistema deve-se ao fato de que, no início do processo, os ramos fictícios são utilizados para a verificação dos caminhos por onde ocorre o fluxo de potência na rede. É importante notar que, como o fator de criação da rede fictícia é constante para todas as reatâncias do sistema, as relações entre as reatâncias fictícias são as mesmas que existem entre aquelas originais. Prosseguindo, na terceira etapa é calculado o modelo de PL formulado considerando os custos determinados na etapa anterior – um detalhamento maior deste cálculo está apresentado no Apêndice B deste trabalho. Já o critério de parada utilizado no algoritmo considera o atendimento integral das injeções de carga definidas como prioritárias para o estágio em questão e, também, verifica através da condição 2 se toda a potência utilizada está fluindo por caminhos elétricos já integrantes do sistema objetivo que está sendo determinado pelo método. Enquanto o critério de parada não é satisfeito, o processo de construção da rede prossegue com a alocação de ramos efetuada na etapa *v*. O critério de alocar o ramo mais carregado na solução anterior foi escolhido devido à sua simplicidade e à qualidade dos resultados com ele obtidos. Cabe lembrar que existem diversas outras formas de escolha de alocação que podem ser empregadas, entre elas o critério conhecido como Mínimo Esforço. Quando é feita a alocação de um ramo os seus limites operativos reais são impostos ao problema devido à importância de sua consideração. Finalmente, lembra-se que sempre que a topologia do sistema elétrico é alterada pelo religamento de ramos são feitas as correções necessárias na matriz B' (modelo de FCCC) do sistema.

3.1.4 Solução baseada em PL e FCCC

No método apresentado na seção anterior o modelo de FCCC é utilizado implicitamente uma vez que o mesmo está presente apenas no modelo de PL desenvolvido. Neste segundo método, ao contrário, o referido modelo é utilizado de forma explícita, conforme será visto a seguir. Este algoritmo é na realidade uma derivação do primeiro e foi elaborado visando a redução do número de cálculos de PL necessários para a solução do problema considerado e, através disto, a obtenção de maior eficiência computacional na determinação de configurações para os sistemas. A melhoria existente neste método é a inclusão de novas etapas (passos *iii* a *vi*) para a determinação de uma solução inicial utilizando-se apenas o modelo de FCCC. Pode-se considerar que estas etapas têm a função de um inicializador para a busca da solução do problema, sendo esta uma prática comum em várias áreas, destacando-se o problema de planejamento. O algoritmo do segundo método proposto para a solução da parte ativa do problema considerado está descrito a

seguir e a figura 3.5 contém uma representação do mesmo.

- Para cada estágio do processo de recomposição do sistema, efetuar os passos seguintes.

i- Definição de escala de prioridade no atendimento de cargas.

ii- Preparação de dados. Definem-se custos de não atendimento de cargas segundo sua prioridade - são atribuídos custos maiores para as cargas mais prioritárias. Substituição dos parâmetros de reatância dos ramos fora de operação por parâmetros fictícios. Consideram-se abertos os limites para fluxo de potência ativa nos ramos fictícios do sistema.

iii- Cálculo de PL - equações (3.1) a (3.4) - e do somatório dos módulos das aberturas angulares dos ramos: $\sum |\theta_{km}| = \sum_{i=1}^{nl} |\theta_k - \theta_m|$ sendo nl o número de ramos do sistema e θ_k e θ_m os ângulos de tensão nas barras terminais do ramo i.

iv- Alocação do equipamento correspondente ao ramo fictício mais carregado na última solução obtida. Quando um ramo é alocado (ou religado) a reatância fictícia é substituída pela original e são impostos os limites reais de operação.

v- Cálculo de um FCCC e de $\sum |\theta_{km}|$.

vi- Verificação do $\sum |\theta_{km}|$ atual. Se o mesmo for consideravelmente menor que o $\sum |\theta_{km}|$ prévio ir para *vii*, caso negativo voltar para *iv* (Critério A).

vii- Cálculo de PL - equações (3.1) a (3.4).

viii- Verificação do critério de parada. (1) As cargas prioritárias são atendidas? (2) O somatório dos módulos dos fluxos de potência ativa na rede fictícia é desprezível? Caso negativo para alguma das condições ir para *ix*. Caso positivo para as duas condições está obtida a solução, fim (Critério B).

ix- Religamento do equipamento correspondente ao ramo fictício mais carregado na última solução de PL - voltar para *vii*.

No algoritmo do segundo método, os passos *i* e *ii* são idênticos àqueles do método anterior. Já no cálculo de PL, na terceira etapa foi incluída a determinação do somatório dos módulos das diferenças angulares de todos os ramos do sistema; o processo de religamento também não sofreu alterações. A principal diferença entre os dois métodos até aqui apresentados está nos passos *v* e *vi* do segundo método onde, com custo computacional consideravelmente menor que o de uma PL, é feita a determinação dos equipamentos a serem alocados no sistema. O critério de parada desta fase de inicialização busca uma redução

significativa no valor do $\sum |\theta_{km}|$ sendo que a satisfação desta condição significa uma menor utilização da rede fictícia para fluxos de potência ativa. Os três últimos passos correspondem à aplicação do método anterior, onde a atuação do mecanismo de PL garante que na solução os limites operativos do sistema estejam respeitados. Este método, a exemplo do primeiro, também encontra-se no artigo de [Canto dos Santos e Garcia, 1997a].

3.1.5 FCCC alternativo

Após o desenvolvimento do método descrito na seção anterior, percebeu-se que o modelo de FCCC possui um grande potencial de utilização neste trabalho no sentido de evitar cálculos de otimização em várias situações, principalmente no início do processo de determinação de sistemas objetivo para a restauração. Na exploração desse potencial foi desenvolvido o modelo alternativo de cálculo linearizado de fluxo de potência, que será descrito nesta seção e que está publicado em [Canto dos Santos e Garcia, 1998a].

Motivação

A motivação para o desenvolvimento foi a busca de um modelo que determinasse de forma simples e eficiente os geradores mais adequados para o atendimento de cargas e o valor das injeções de potência ativa nestes geradores, evitando-se assim a especificação destas injeções ou a realização de um processo de otimização para determinar as mesmas.

Considere-se o modelo linearizado convencional de fluxo de potência. Nesse modelo, o sistema de potência é tratado como um circuito de corrente contínua onde as reatâncias são tratadas como resistências, fluxos e injeções de potência ativa são tratados como fluxos e injeções de corrente e, finalmente, os ângulos de tensões das barras são tratados como tensões contínuas. Usando esse modelo, o cálculo de fluxo de potência se resume na solução do sistema linear:

$$P = B'\theta \tag{3.5}$$

com os elementos da matriz B' dados por:

$$\begin{aligned} B'_{km} &= -x_{km}^{-1} \\ B'_{kk} &= \sum_{m \in \Omega_k} x_{km}^{-1} \end{aligned}$$

Onde:
Ω_k – conjunto das barras vizinhas da barra k,
x_{km} – reatância do ramo cujos terminais são k e m,
P – vetor de injeções de potência ativa,
θ – vetor de ângulos de tensões.

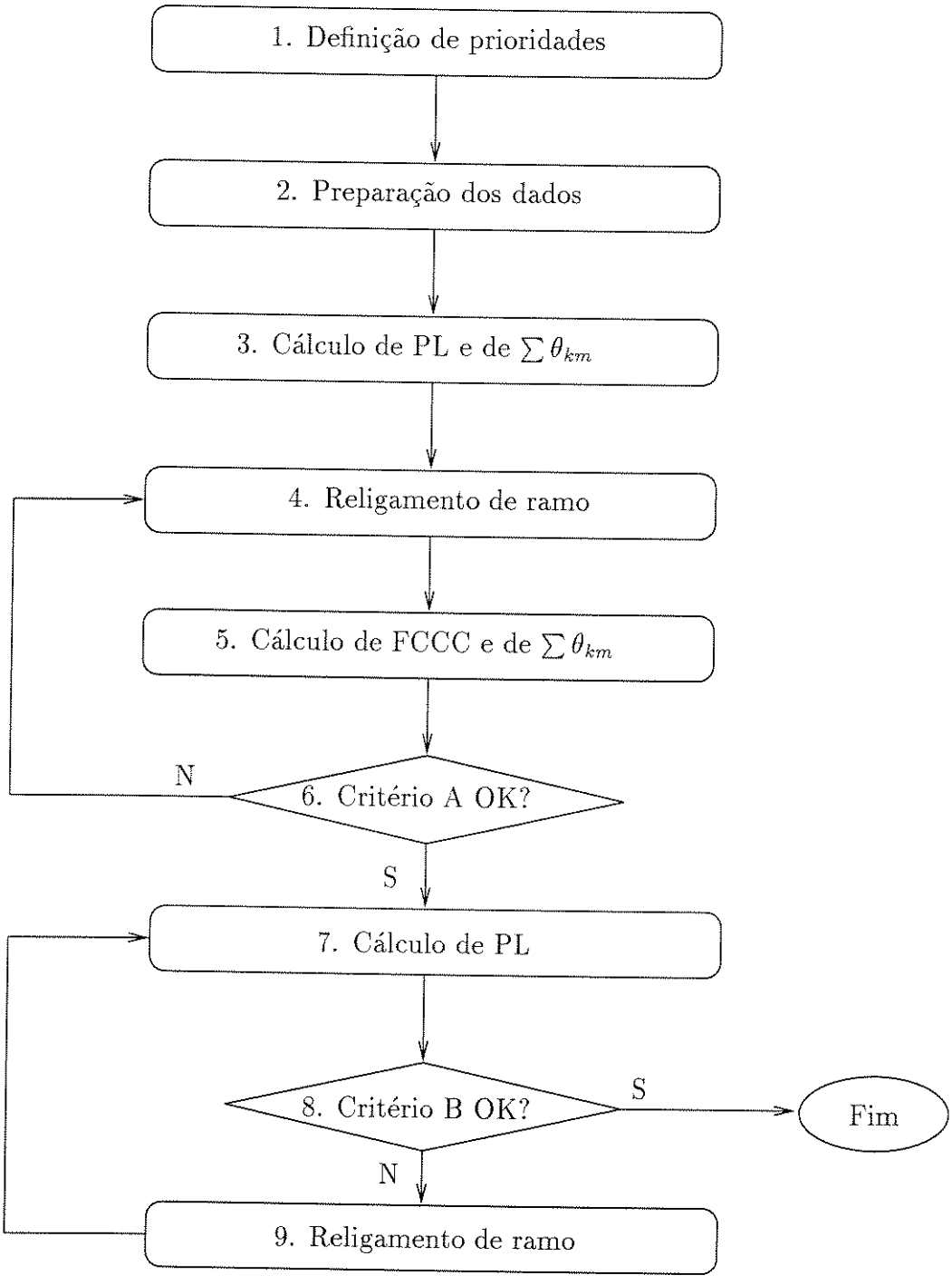


Figura 3.5: Segundo método proposto

Na equação 3.5, dados P e B' obtém-se o vetor de ângulos θ. Os valores dos fluxos de potência ativa nos ramos do sistema são fornecidos pela expressão:

$$P_{km} = \frac{\theta_{km}}{x_{km}} \tag{3.6}$$

Onde:
P_{km} – fluxo de potência ativa no ramo cujos terminais são k e m,
θ_{km} – diferença angular no ramo ($\theta_{km} = \theta_k$-θ_m).

Nesse modelo em cada ilha física do sistema deve necessariamente haver uma barra de referência (portanto com ângulo especificado) para a matriz B' não ser singular e conseqüentemente o sistema ter solução. Todas as demais barras têm potência ativa especificada. A necessidade de se especificar injeções de potência para as barras (exceto a de referência) no modelo convencional de FCCC é, especificamente, o principal ponto considerado neste desenvolvimento. Existem diversas situações, tanto no planejamento como na operação de sistemas e principalmente no caso do problema considerado neste trabalho, em que uma vez conhecidas as cargas do sistema se precisa determinar quais geradores deverão atender essas cargas e quanto gerar em cada um deles. Normalmente a solução desses casos é feita através de otimização (cálculo de despacho de geração), o que é bastante difundido na literatura especializada. Assim, visa-se obter um modelo novo de fluxo de potência linearizado que determine automaticamente os geradores mais adequados para o atendimento das cargas e, ainda, forneça a potência de cada gerador. Busca-se, enfatizando, evitar quando possível a especificação de injeções de potência ativa nos geradores, ou a utilização de otimização para a determinação das mesmas.

Modelo proposto

Para resolver o problema formulado na seção anterior foi desenvolvido, a partir do modelo convencional, o modelo alternativo de fluxo de potência linearizado, onde a potência fornecida pelas barras com geradores é desconhecida antes de resolver o sistema linear $P = B'\theta$ – equação 3.5. A hipótese básica desse modelo consiste na adoção do nó "terra" (considerar analogia com circuito de corrente contínua – CC) como referência e com tensão nula e na conexão das barras que possuem geradores à terra pela sua reatância (resistência no modelo CC) síncrona. A figura 3.6 mostra uma representação desta hipótese. Sabe-se que é possível verificar que se as reatâncias síncronas dos geradores quando expressas em $p.u.$, usando como base seus valores nominais, tiverem valores próximos, então uma boa aproximação para esses valores são os inversos das potências nominais (máximas) do gerador correspondente. Sendo S_b a potência de base do sistema, S_{ger} e V_{ger} a potência e a tensão nominais de um determinado gerador, x_{orig} sua reatância em $p.u.$ na base (S_{ger}, V_{ger}), a reatância em $p.u.$ na base do sistema será (assumindo que a tensão de base

utilizada seja igual à do gerador):

$$x_{pu} = x_{orig} \times \frac{V_{ger}^2}{S_{ger}} \frac{S_b}{V_{ger}^2}$$

Logo

$$x_{pu} = x_{orig} \times \frac{S_b}{S_{ger}}$$

Se x_{orig} for igual para todos os geradores, a relação entre as reatâncias em $p.u.$ será igual à relação inversa das potências nominais dos geradores. No modelo que está sendo proposto, quando o valor da reatância síncrona dos geradores não é disponível, pode-se utilizar para cada gerador i do sistema o inverso da potência máxima (em $p.u.$) permitida para o gerador (Pg_i^{max}) como sendo o valor de sua reatância xg_i:

$$xg_i = \frac{1}{Pg_i^{max}} \tag{3.7}$$

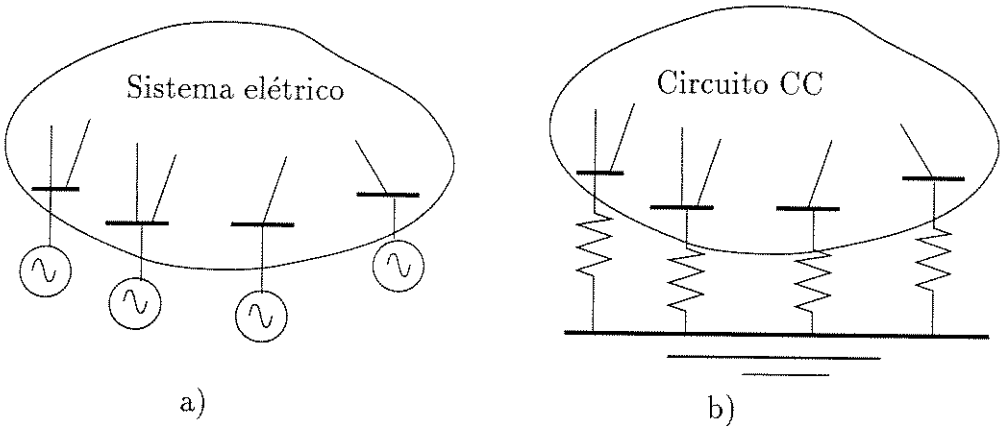


Figura 3.6: Modelo alternativo de fluxo de potência linearizado: a) Sistema CA; b) Modelo CC com barras terminais dos geradores ligadas à terra

A matriz B' do modelo proposto é construída com a mesma regra de formação descrita anteriormente, porém considerando-se nas barras de geração as reatâncias xg_i conectando os geradores com o nó "terra". Deve-se notar que com este procedimento a matriz B' é não singular e que não há definição de uma barra como sendo de referência. Na construção do vetor P especificam-se somente os valores de carga do sistema. Para a solução pode-se utilizar a mesma estrutura de aproveitamento de esparsidade e fatoração da matriz B' do modelo convencional de FCCC, sem acréscimo de esforço computacional no processo. Nesta solução é obtido um vetor θ com ângulos para todas as barras do sistema e os

valores de fluxo de potência ativa nos ramos são posteriormente obtidos pela equação 3.6. Deve-se destacar também que as barras terminais dos geradores têm potência especificada nula. A potência que cada gerador i fornecerá será calculada após a solução do sistema $P = B'\theta$. Esta injeção é determinada pelo cálculo do fluxo de potência ativa existente entre o nó "terra" e a barra que contém o gerador, através da reatância xg_i. Assim:

$$Pg_i = \frac{\theta_0 - \theta_i}{xg_i}$$

Como por hipótese o ângulo θ_0 do nó terra é nulo, temos:

$$Pg_i = \frac{-\theta_i}{xg_i} \tag{3.8}$$

Onde:
Pg_i – potência ativa gerada na barra i,
θ_i – ângulo de tensão da barra i.
A existência de barras de geração que contenham cargas é facilmente considerada neste modelo. Deve-se incluir no vetor P o valor correspondente à carga, resolver o modelo conforme descrito e, após o cálculo da potência gerada, subtrair desta o valor de carga para a determinação da injeção líquida da barra.

Devido às características descritas, o modelo alternativo aqui proposto é, de certa forma, um modelo *com referência distribuída.* Se o sistema elétrico for forte o suficiente, mostra-se que a distribuição da geração de potência entre os geradores se dá na razão de sua potência máxima. (Esse fato é bastante fácil de verificar se for considerada a idéia de divisor de correntes em um circuito de corrente contínua.) Já para a consideração da existência de perdas de potência ativa no modelo alternativo pode ser feito um procedimento similar ao adotado para o modelo convencional, descrito por [Monticelli, 1983]. Isto é: após uma solução inicial do modelo, calculam-se e distribuem-se como cargas os valores das perdas e soluciona-se novamente o modelo. Deve-se notar, entretanto, que neste modelo alternativo a geração correspondente às perdas de potência ativa fica dividida entre todos os geradores do sistema. No modelo convencional, ao contrário, a mesma fica concentrada na barra de referência. Pode-se dizer que esta é uma vantagem do modelo alternativo de fluxo de potência linearizado sobre o modelo convencional.

Em várias aplicações que utilizam o modelo linearizado de fluxo de potência, incluindo o presente trabalho, existe a necessidade de se verificar o respeito a limites operativos de equipamentos, como os limites máximos para geração de potência ativa e para fluxos de potência nos ramos do sistema. Uma possibilidade para isso é, após o cálculo do modelo alternativo e uma vez detectadas sobrecargas, executar um despacho de geração (normalmente baseado em PL) considerando os limites na determinação das restrições. Nesses casos, antecipa-se que a solução encontrada pelo modelo alternativo fornece uma excelente solução inicial para o problema de otimização. Existe ainda a possibilidade de

se considerarem os limites de geração através da alteração do tratamento de barras em que ocorrerem violações. Quando isto acontece considera-se a barra como de geração mas com potência especificada (não tendo portanto ligação com o nó "terra").

Para ilustrar a importante propriedade do modelo alternativo de fornecer soluções para redes elétricas desconexas, sem a necessidade de outros artifícios de análise, desde que em cada sub-rede exista pelo menos um gerador, considere-se a figura 3.7 a seguir. Na parte a) desta figura apresenta-se um diagrama simplificado de um sistema elétrico de pequeno porte. Na parte b) da mesma figura está representada a topologia que o sistema assume no caso de ocorrer uma contingência no ramo $3-4$ do sistema hipotético. Devido a esta contingência o sistema fica dividido em 2 sub-redes, cada uma com 3 barras e 3 ramos. Cabe lembrar que, conforme visto no Capítulo 2, situações análogas a esta são bastante comuns em sistemas que se encontram no estado restaurativo. Em casos como este o modelo alternativo descrito fornece soluções, além de as fornecer também para sistemas elétricos conexos. É importante notar que o uso simples do modelo convencional de FCCC não fornece solução para casos como o mencionado. Para se ter solução com o modelo convencional, além da especificação de injeções para os geradores é necessário que se utilize algum método adequado para trabalhar com sistemas desconexos. Uma possibilidade para isto é a garantia da conexidade dos sistemas analisados através da aplicação do conceito de rede fictícia. Outra possibilidade é a identificação das sub-redes existentes e a posterior definição, em cada subsistema, de uma barra como sendo de referência. Já o uso do modelo alternativo proposto fornece a solução de uma forma muito simples e que, para casos como o analisado (isto é com geradores em cada ilha existente), não implica na utilização de outros artifícios.

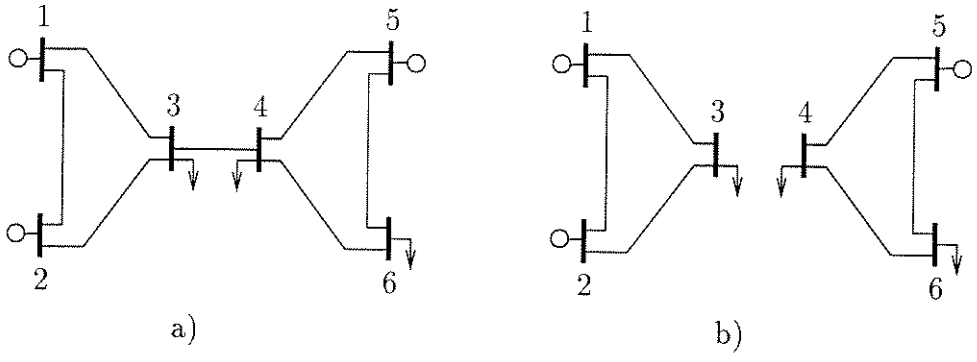


Figura 3.7: Sistema de 6 barras: a) Sistema intacto; b) Sistema sob contingência

3.1.6 Solução baseada em PL e FCCC alternativo

Neste item será descrito o terceiro método desenvolvido para a solução da parte ativa do problema considerado e que utiliza o modelo alternativo de fluxo de potência linearizado já descrito e uma nova modelagem de PL aplicada ao problema.

Conceitualmente, pode-se dizer que a obtenção do sistema objetivo é feita através de duas fases principais, sendo o objetivo da primeira fase, de forma similar ao método anteriormente apresentado, a construção de uma solução inicial para a busca da configuração do sistema capaz de atender às cargas definidas como prioritárias, para cada estágio do processo de recomposição. Uma visão resumida desta fase consta da figura 3.8 a seguir.

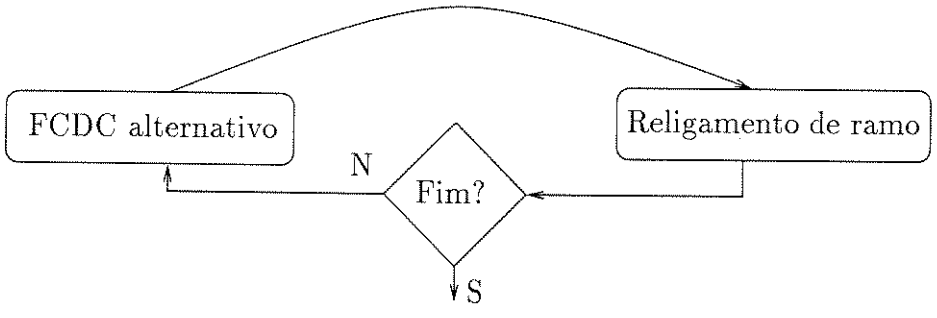


Figura 3.8: Visão simplificada da primeira etapa do terceiro método

Após a etapa de síntese de rede, caso exista necessidade, é executada uma nova etapa onde a solução inicial previamente obtida é corrigida através de cálculos de PL. Visando manter a solução próxima da obtida na etapa anterior, no problema de PL procura-se uma solução em que os limites são respeitados, porém com mínimo desvio do ponto atual. O problema resolvido nesta etapa é do tipo:

$$Min\ C'\Delta P_I + C'\Delta P_{II} \tag{3.9}$$

sujeito a:

$$\sum_{i=1}^{nb} \Delta P_I - \sum_{i=1}^{nb} \Delta P_{II} = 0 \tag{3.10}$$

$$0. \leq \Delta P_I \leq P^{max} - P^o \tag{3.11}$$

$$0. \leq \Delta P_{II} \leq P^o \tag{3.12}$$

$$P_{km}^{min} - P_{km}^o \leq \Delta P_{km} \leq P_{km}^{max} - P_{km}^o \tag{3.13}$$

Onde:
nb - número de barras do sistema.

C - custos ($'$ - indica transposição).
$\Delta P_I, \Delta P_{II}$ - incrementos de aumento e de redução nas injeções P^o.
P^o, P^{max} - potências ativas iniciais e limites máximos para injeções.
$P^o_{km}, P^{min}_{km}, P^{max}_{km}$ e ΔP_{km} - fluxos de potência ativa na solução inicial, limites e incrementos para fluxos.

O algoritmo deste terceiro método é descrito a seguir, sendo que as duas fases principais do método correspondem aos passos *iii* e *iv* do mesmo.

- Para cada estágio do processo de recomposição do sistema, efetuar as etapas seguintes.

i- Definição de escala de prioridade no atendimento de cargas.

ii- Preparação de dados. Substituição dos parâmetros de reatância dos ramos fora de operação por parâmetros fictícios. Consideram-se abertos os limites para fluxo de potência ativa nos ramos fictícios do sistema.

iii- Determinar ramos a serem religados utilizando a rede fictícia e o modelo alternativo de fluxo de potência linearizado descrito na seção anterior. Alternadamente resolve-se um cálculo de FCCC e aloca-se o ramo fictício mais carregado até que não exista fluxo considerável passando pela rede fictícia. Também neste método um valor típico para a constante de tolerância, com a qual compara-se o valor do somatório dos módulos dos fluxos de potência ativa em ramos fictícios, é de 1×10^{-3}. Esta comparação consiste no critério de parada desta etapa.

iv- Terminada a etapa *iii*, caso existam violações ou nas injeções dos geradores ou em fluxos nos ramos em operação, realiza-se um despacho de potência ativa (baseado em PL) através do cálculo das equações 3.9 a 3.13 e, caso necessário, novos ramos são religados. Visando o atendimento integral de cargas consideradas prioritárias, o corte de carga não é permitido nesta fase. Por este motivo, o cálculo de PL pode ser infactível. Nesse caso, sucessivamente, se aloca o ramo mais carregado na última solução obtida via modelo alternativo de fluxo de potência linearizado e executa-se nova PL. Quando a PL apresenta solução, o modelo linearizado de fluxo de potência é o convencional. A solução de PL é quem determina o quanto gerar em cada gerador de modo que nestes os limites operativos serão respeitados. Quando este processo é encerrado a PL apresenta solução viável, não existe fluxo considerável de potência na rede fictícia e os limites operativos são respeitados.

Explicando melhor alguns pontos do algoritmo tem-se que os religamentos efetuados seguem a mesma regra dos métodos anteriores. Assim os parâmetros fictícios são substituídos pelos reais e passam a ser considerados os limites operativos dos equipamentos.

No passo *iv* do algoritmo, a mencionada possibilidade de ocorrência de corte de carga no sistema e conseqüente infactibilidade no cálculo de PL deve-se à possibilidade de a rede sintetizada na etapa *iii* não possuir capacidade de transmissão suficiente para o atendimento das cargas previstas. Conforme já descrito, na mesma etapa do algoritmo são feitos os ajustes necessários para a correção. Também se deve colocar que, a exemplo dos métodos já vistos, são considerados fatores que representam o nível de carga a ser atendido por barra em cada estágio do processo e a possibilidade de barras de geração possuírem carga instalada. Ainda nesta etapa, a utilização do modelo convencional de FCCC, com uma das barras escolhida como referência, deve-se à necessidade de manter as injeções em seus valores determinados pelo cálculo de PL, uma vez que no modelo alternativo tais valores são determinados pelo próprio modelo e, portanto, não são especificados. A figura 3.9 a seguir apresenta um fluxograma da etapa *iv* do algoritmo acima apresentado. Após a aplicação do método está, a exemplo dos métodos anteriores, configurada uma rede composta por ramos, geradores e cargas com todos os limites atendidos.

3.2 Modelagem para o problema completo

Nesta seção será descrita a segunda parte da modelagem desenvolvida para solucionar o problema enfocado neste trabalho. Inicialmente serão expostas características da parte reativa do problema e mostradas semelhanças que existem entre esta e o problema de planejamento de reativos em um sistema de energia elétrica. Posteriormente será apresentada a metodologia desenvolvida.

3.2.1 Características da parte reativa do problema

Anteriormente foram apresentados três métodos que solucionam a chamada parte ativa do problema considerado neste trabalho, todos eles utilizando o modelo de FCCC. Como as características do problema enfocado determinam que não é possível ignorar a situação do perfil reativo dos sistemas a restaurar, torna-se necessário expandir a modelagem até aqui apresentada para a consideração desta segunda parte na obtenção de sistemas objetivo. Através da metodologia de solução vista na seção anterior são obtidas configurações compostas por topologias dos sistemas e valores de injeções de potência ativa com atendimento dos limites operativos dos equipamentos das redes. Entretanto, algumas questões muito importantes sobre as soluções obtidas continuam necessitando de resposta. Algumas delas são:

– É possível atender também as componentes reativas das injeções nas barras de carga do sistema?

– Os limites para injeções reativas nos geradores serão respeitados?

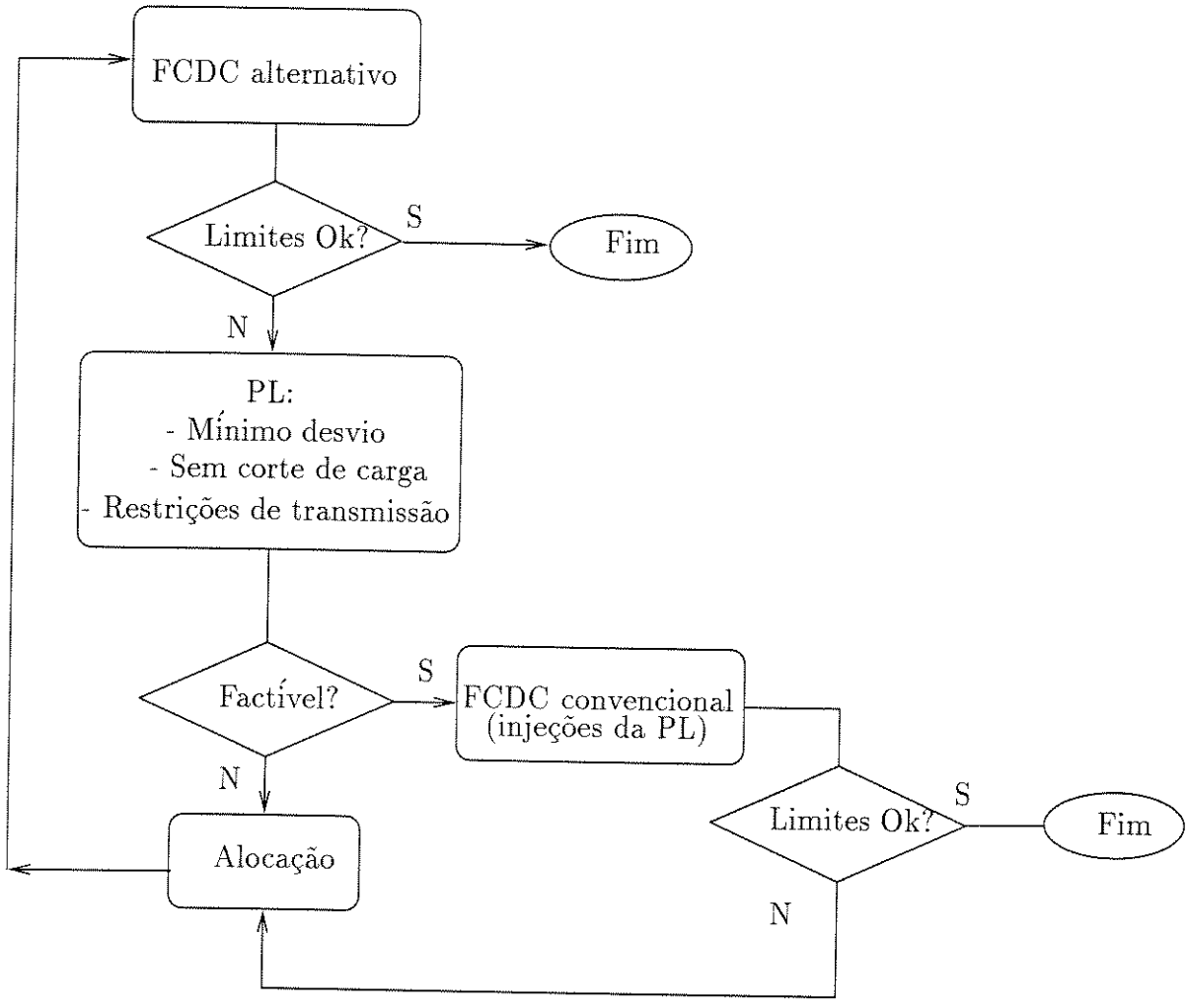


Figura 3.9: Segunda etapa do terceiro método

– Os limites para módulos de tensão, ao longo de toda a configuração obtida, serão obedecidos?
– Equipamentos destinados principalmente à manutenção de um perfil reativo adequado na operação de uma rede precisarão ser reenergizados para a recomposição do sistema?

Para exemplificar este tema considere-se a figura 3.10 onde é representado o sistema teste IEEE de 14 barras, descrito por [Freris e Sasson, 1968]. Nesta figura as linhas tracejadas estão novamente representando elementos fora de operação devido à ocorrência de um blecaute geral no sistema. É importante notar que nesta rede, a exemplo de várias outras, existem equipamentos como os anteriormente citados, ou seja, destinados à manutenção de um perfil reativo adequado no sistema. Para que a decisão de incluí-los ou não em um plano de restauração (ou para determinar em qual estágio da recomposição os mesmos serão necessários) seja tomada com qualidade precisa-se de uma modelagem adequada, que será vista mais adiante.

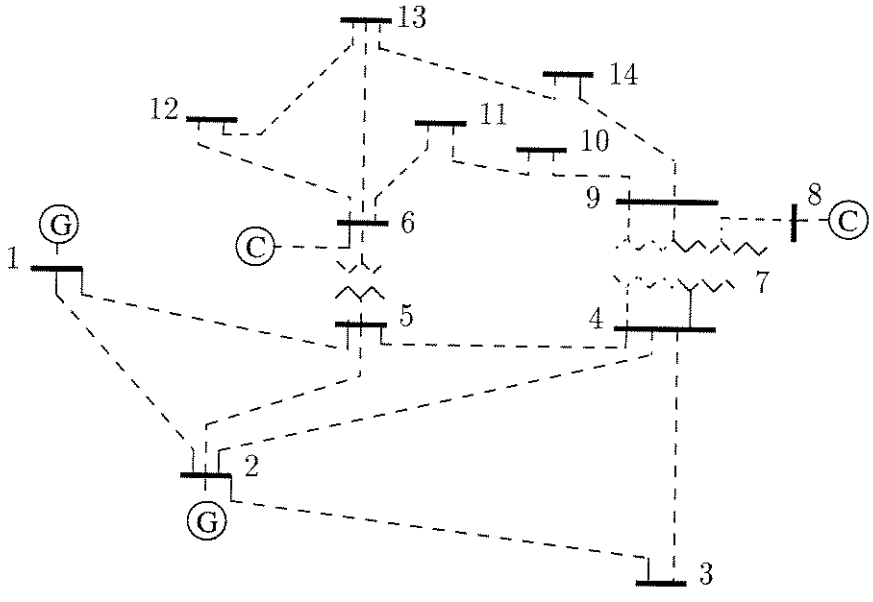


Figura 3.10: Sistema teste IEEE de 14 barras

A consideração do aspecto reativo dos sistemas analisados na solução do problema enfocado, basicamente a situação de injeções de potência reativa e de módulos de tensão, pode ser decomposta conceitualmente em duas etapas. A primeira etapa visa verificar se a configuração de sistema já obtida para a solução da parte ativa do problema satisfaz também os requisitos feitos pela parte reativa do sistema. É fundamental lembrar neste ponto que as principais fontes de potência reativa em um sistema de potência são os geradores e as linhas de transmissão instalados neste sistema e que, destaque-se, vários

destes equipamentos já tiveram sua alocação prevista na determinação da solução para a parte ativa do problema. Em uma segunda etapa conceitual, executada quando é percebido que a configuração obtida para a parte ativa é insuficiente para satisfazer a parte reativa, determina-se quais equipamentos precisam ser alocados na rede para a obtenção do ponto de operação desejado.

Considerando o parágrafo anterior, outro ponto a ser destacado é a relação existente entre o aspecto reativo do problema enfocado neste trabalho e o problema de planejamento reativo de sistemas de energia elétrica, descrito por [Mantovani e Garcia, 1996]. Neste problema se busca a determinação, ao menor custo possível, da localização e da capacidade de fontes de potência reativa que devem ser instaladas em um sistema de potência a fim de permitir a sua operação em níveis aceitáveis para seu perfil reativo. Na busca da solução é necessário levar em consideração que o referido sistema pode estar sujeito a diferentes condições de carga e ainda a alterações topológicas causadas por contingências. Do conhecimento existente sobre este problema sabe-se também que em alguns casos é possível satisfazer as necessidades do sistema apenas com o ajuste adequado das fontes reativas já existentes no mesmo. A este procedimento denomina-se de despacho reativo. Em outros casos, faz-se necessária a alocação na rede de novas fontes, tais como capacitores, reatores e condensadores síncronos. Existe ainda um terceiro tipo de situação em que a inclusão de novas fontes reativas não é suficiente para solucionar o problema. Neste caso deve-se efetuar uma alteração maior no sistema elétrico, incluindo por exemplo a adição de novas unidades geradoras, linhas de transmissão e subestações. Para a solução do problema de planejamento reativo existem várias abordagens propostas. As técnicas mais antigas são simples métodos baseados em tentativa e erro, onde se escolhe, empiricamente, a capacidade de uma fonte e um local para a instalação da mesma e posteriormente se efetuam simulações com cálculos de fluxo de potência, verificando se a solução obtida é satisfatória. Atualmente, existem na literatura especializada propostas de métodos de qualidade bastante superior à dos métodos iniciais, onde o problema de planejamento reativo é formulado e solucionado como um problema de otimização de grande porte. Um exemplo desta abordagem encontra-se no artigo de [Mantovani e Garcia, 1996], já referido acima e também desenvolvido no DSEE - FEEC - UNICAMP.

Na seção 3.1 foram exploradas semelhanças e apontadas diferenças que existem entre o problema tratado neste trabalho e o problema de planejamento da expansão de sistemas de transmissão. Analogamente, os comentários colocados a seguir contêm uma comparação entre o problema enfocado neste trabalho e o problema de planejamento reativo.

- Na abordagem proposta neste trabalho, para a determinação de sistemas objetivo para a restauração, conforme já mencionado, verifica-se a possibilidade de solução da parte reativa com uma configuração já existente e, se necessário, altera-se a mesma para a consecução deste objetivo. Assim, torna-se evidente a semelhança existente entre este procedimento e a solução do planejamento reativo.

- No problema de planejamento reativo, a exemplo do planejamento da expansão, é considerado somente o aspecto estático do sistema e são definidos requisitos para a configuração desejada para a rede. Estas também são semelhanças com o problema considerado neste trabalho.

- O comentário anterior sobre a necessidade de determinar um plano para restauração exclusivamente com equipamentos já existentes na rede e em condições de retomar a operação obviamente permanece válido. Assim, a semelhança com o planejamento reativo fica canalizada para a etapa de obtenção do ponto de operação inicial do sistema, isto é, com o cálculo de despacho reativo, cabendo notar que parte das fontes poderá ainda não ter sido incluída na rede obtida para solução da parte ativa.

- Outra analogia com a comparação feita na seção 3.1 refere-se à liberdade que o planejador possui para determinar o acréscimo de novos equipamentos ao sistema no planejamento reativo. No caso deste trabalho, como esta liberdade não existe, fica estabelecida uma diferença entre os dois problemas.

- Finalmente, o aspecto referente à eficiência de métodos de solução também é similar ao mostrado na seção 3.1. Ao passo que no planejamento reativo é possível a aplicação de métodos que impliquem em grande tempo de computação para a solução do problema, no aspecto reativo tratado isto não é possível, pelas restrições de tempo já expostas.

3.2.2 Solução baseada em PL e FCAC

Para expandir o modelo até aqui apresentado para a solução da parte reativa do problema foi desenvolvido um mecanismo que utiliza PL e o convencional cálculo não linear de fluxo de potência (abreviado como FCAC). De uma forma geral pode-se dizer que os métodos descritos até aqui determinam uma "solução ativa" para o problema considerado e que o procedimento descrito nesta seção serve para determinar uma "solução reativa". A filosofia de considerar a determinação de sistemas objetivo para a restauração de sistemas como um processo de replanejamento da rede elétrica, já exposta para o aspecto ativo do problema, permanece válida e continua sendo aplicada nesta etapa do trabalho.

A escolha de formular o problema de forma a solucioná-lo com uso conjunto de PL e de FCAC deve-se à semelhança com a etapa de determinação do ponto de operação inicial do problema de planejamento reativo e também ao fato de não existir um modelo que contemple isoladamente a parte reativa de um sistema de energia elétrica da mesma forma que o modelo de FCCC contempla o aspecto ativo de uma rede. Cabe ainda lembrar que a sistemática de iniciar a solução pela parte ativa de um problema e posteriormente

considerar o seu aspecto reativo é comum a diversas outras áreas da análise de sistemas de potência.

A expansão do conceito de rede fictícia, já relatada, foi desenvolvida especificamente para o tratamento do aspecto reativo do problema considerado. Esta expansão, que também pode ser chamada de criação de um modelo π fictício, permite que componentes importantes para a análise da parte reativa de um sistema elétrico sejam representados de forma simples e eficiente. É importante notar que equipamentos que não foram incluídos no sistema objetivo determinado para a solução do subproblema anterior permanecem sendo representados por parâmetros fictícios, até que sua inclusão na rede que está sendo configurada (religamento) seja determinada.

Para a solução do problema pela metodologia proposta, o primeiro passo a ser tomado é a linearização do problema, sendo que o procedimento adotado para a referida linearização é conhecido e descrito no trabalho de [Mantovani, 1987]. Após esta etapa, se faz necessário um ponto de partida para o cálculo de despacho reativo. Com esta finalidade são calculadas e decompostas injeções de potência reativa, considerando os ângulos de tensão obtidos na primeira etapa e módulos unitários de tensão em todas as barras. Este cálculo é feito através das convencionais equações estáticas de fluxo de potência, descritas por [Monticelli, 1983]. Deve-se notar que este procedimento é equivalente a um cálculo de fluxo de potência onde todas as barras são consideradas como de referência e que o mesmo estabelece o vínculo entre as partes ativa e reativa do problema analisado.

Para o cálculo de um despacho reativo via PL, um ponto que precisa ser cuidadosamente considerado é a escolha dos fatores de sensibilidade entre módulos de tensão e potência reativa, devido ao papel crucial que os mesmos desempenham no cálculo. Para esta finalidade foi escolhido, após a consideração de outros modelos, o modelo CRIC – *Constrained Reactive Implicit Coupling* proposto por [Carpentier, 1986]. Este modelo baseia-se em dois critérios: o primeiro, de natureza teórica, prevê que através de combinações dos ângulos das tensões, as injeções de potência ativa são mantidas constantes durante a iteração reativa; já o segundo, de natureza prática, considera que, quando os módulos das tensões são alterados, o primeiro critério é equivalente a manter constante o fluxo de potência ativa em cada bipolo do sistema. Partindo destas hipóteses é deduzido um modelo que tem desempenho excelente quando um dos objetivos é manter a "solução ativa" inalterada durante a obtenção da "solução reativa". Assim, com este modelo, pode-se trabalhar no aspecto reativo de um problema de forma praticamente independente de seu aspecto ativo, sendo esta a razão de sua adoção neste trabalho.

Após a escolha do tipo de sensibilidade, foi elaborada a formulação de PL descrita a seguir:

$$Min\ C'\Delta Q_c + C'\Delta Q_i \tag{3.14}$$

sujeito a:

$$V^{min} - V \leq \Delta V \leq V^{max} - V \tag{3.15}$$

$$Q_c^{min} \leq \Delta Q_c \leq Q_c^{max} \tag{3.16}$$

$$Q_i^{min} \leq \Delta Q_i \leq Q_i^{max} \tag{3.17}$$

$$L^{CRIC} \Delta V = \Delta Q_c - \Delta Q_i \tag{3.18}$$

Onde:
C' - custos,
$\Delta V, \Delta Q_c, \Delta Q_i$ - incrementos para módulos de tensão, componentes capacitivas e componentes indutivas das injeções reativas,
V - módulos de tensão,
V^{min}, V^{max} - limites mínimos e máximos para módulos de tensão,
Q_c^{min} - limites mínimos para componentes capacitivas das injeções reativas. Definidos por $-Q_c^o$ para barras de tensão controlada (tipo PV ou Vθ), sendo Q_c^o a componente capacitiva da injeção calculada, e por $(\overline{Q_c} \times \mathit{fat1})$ - Q_c^o para barras de carga (tipo PQ), sendo $\overline{Q_c}$ a potência reativa capacitiva instalada nesta barra e *fat1* o fator de atendimento para a barra, (já definido).
Q_c^{max} - Limites máximos para componentes capacitivas das injeções reativas. Definidos por $\overline{Q_c} - (Q^{car} \times \mathit{fat1}) - Q_c^o$ para barras tipo PV ou Vθ, sendo $\overline{Q_c}$ o limite para potência reativa capacitiva nesta barra e Q^{car} a potência de carga reativa instalada na barra; e por $(\overline{Q_c} \times \mathit{fat1}) - Q_c^o$ para barras tipo PQ.
Q_i^{min} - Limites mínimos para componentes indutivas das injeções reativas. Definidos por $-Q_i^o$ para barras de tensão controlada (tipo PV ou Vθ), sendo Q_i^o a componente indutiva da injeção calculada e por $(\overline{Q_i} \times \mathit{fat1})$ - Q_i^o para barras de carga (tipo PQ), sendo $\overline{Q_i}$ a potência reativa indutiva instalada nesta barra e *fat1* o fator de atendimento para a barra, já definido anteriormente.
Q_i^{max} - Limites máximos para componentes indutivas das injeções reativas. Definidos por $\overline{Q_i} - (Q^{car} \times \mathit{fat1}) - Q_i^o$ para barras tipo PV ou Vθ, sendo $\overline{Q_i}$ o limite para geração de potência reativa indutiva nesta barra e Q^{car} a potência de carga reativa instalada na barra; e por $(\overline{Q_i} \times \mathit{fat1}) - Q_i^o$ para barras tipo PQ.
L^{CRIC} - Matriz de sensibilidade entre potência reativa e magnitudes de tensão.

Nesta formulação, a função objetivo retrata o custo associado à utilização de fontes reativas e as restrições presentes são referentes a módulos de tensão e injeções reativas. A exemplo do modelo de PL utilizado anteriormente, esta formulação permite a representação de componentes fora de operação devido à ocorrência de blecautes nos sistemas. Assim, barras que não foram utilizadas na "solução ativa" podem receber custos elevados, a fim de priorizar a utilização de fontes localizadas em barras já presentes na rede configurada para solução da parte ativa do problema considerado. O respeito aos limites operativos dos equipamentos instalados nas redes é obtido graças à consideração

dos mesmos nas restrições descritas e, ainda, os limites utilizados nas equações 3.16 e 3.17 garantem o atendimento das injeções reativas especificadas em barras definidas como prioritárias para cada estágio do processo de recomposição do sistema.

Da mesma forma que na seção anterior, a resolução do problema de PL anteriormente descrito não é suficiente para a solução do aspecto reativo do problema enfocado. Para esta finalidade foi desenvolvido o algoritmo cujos passos estão descritos a seguir.

- Após obtida a solução para a parte ativa de cada estágio do processo de recomposição do sistema, efetuar as etapas seguintes.

i– Preparação de dados.

ii– Cálculo de despacho reativo através das equações 3.14 a 3.18.

iii– Verificação da necessidade do religamento de fontes reativas existentes em barras pertencentes à rede configurada na solução do aspecto ativo do problema. Havendo necessidade as fontes são incluídas na configuração do sistema.

iii– Cálculo de fluxo de potência não linear para a configuração atual do sistema.

iv– Critério de parada: o cálculo de FCAC apresenta solução viável? Caso positivo, está obtida a solução do estágio presente e deve-se iniciar a solução do próximo. Caso contrário, deve-se realizar os passos seguintes.

v– Verificação da necessidade do religamento de fontes reativas existentes em barras não pertencentes à rede configurada na solução do aspecto ativo do problema. Havendo necessidade as fontes são incluídas na configuração do sistema.

vi– Cálculo de fluxo de potência não linear para a configuração atual do sistema.

vii– Critério de parada: o cálculo de FCAC apresenta solução viável? Caso positivo, está obtida a solução do estágio presente e deve-se iniciar a solução do próximo. Caso contrário, deve-se realizar novamente os passos *i*– e posteriores.

A figura 3.11 a seguir mostra uma representação deste algoritmo na forma de fluxograma.

No algoritmo acima, durante a preparação dos dados é feita a definição do perfil reativo desejado para o ponto de operação pretendido em estágio do processo de restauração do sistema. Após, no cálculo de despacho reativo os limites para tensão são relaxados em barras ainda não religadas e que possuem fontes não estáticas (geradores, por exemplo) de potência reativa, permitindo ao algoritmo alocar potência reativa na barra se necessário. Já os limites para injeções reativas nas barras consideradas prioritárias são tais que o

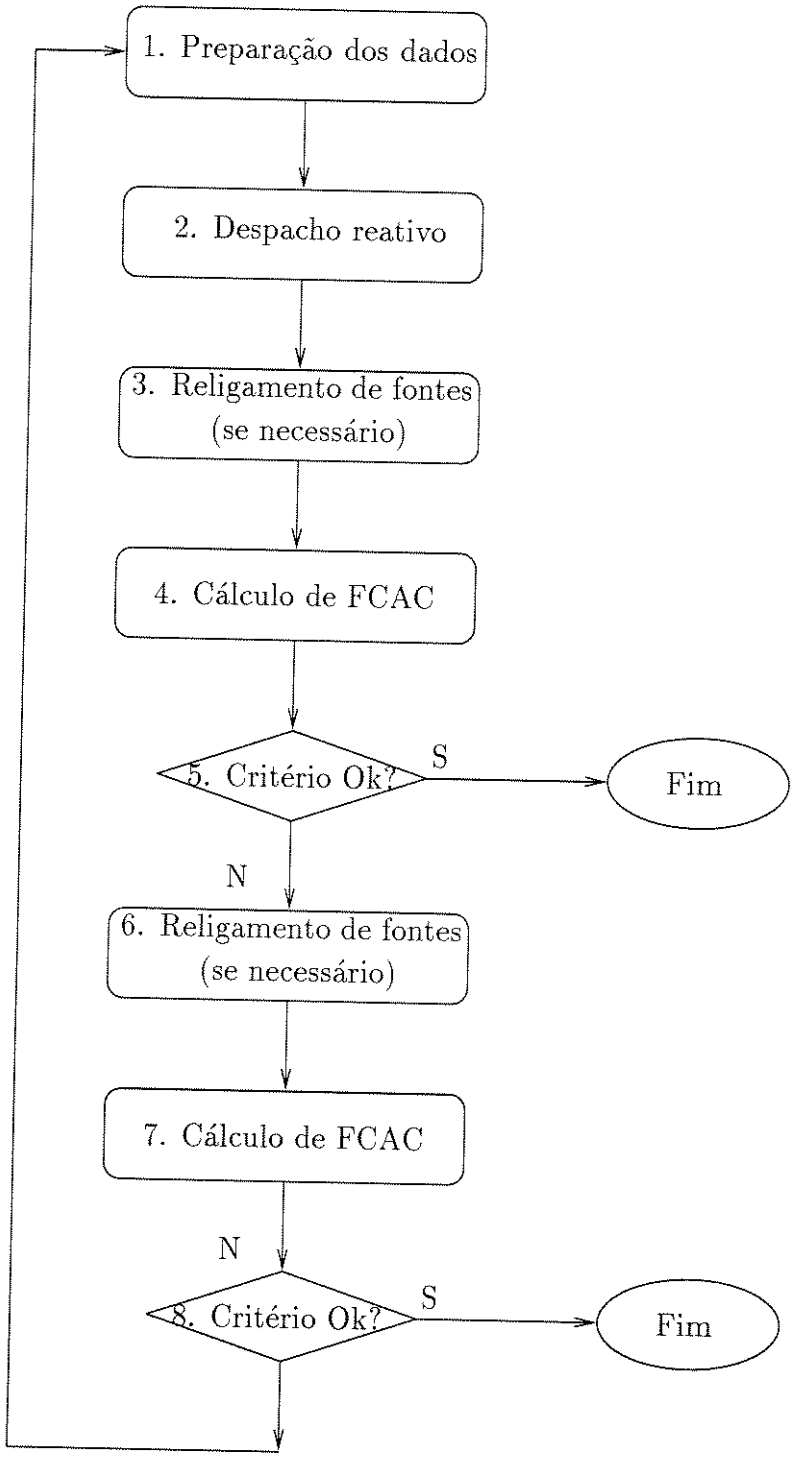


Figura 3.11: Método para solução da parte reativa

atendimento destas injeções é garantido, conforme já visto. Prosseguindo, verifica-se a necessidade do religamento de fontes reativas existentes em barras pertencentes à rede configurada na solução da parte ativa do problema. Nesta verificação, para barras dotadas de capacitores em que a tensão atingiu o limite mínimo no despacho reativo, os capacitores são religados. Analogamente, são considerados necessários e religados os reatores presentes em barras onde a tensão atingiu o limite máximo no cálculo de despacho reativo.

Prosseguindo com a descrição do método, um ponto muito importante é o cálculo de fluxo potência não linear, uma vez que é este quem determina se a rede construída tem condições de operar, sob o ponto de vista estático. Neste cálculo, são utilizados os dados obtidos nas etapas anteriores do método e, destaque-se, como o sistema pode estar operando separado em ilhas, deve-se tomar o cuidado de definir barras de referência para cada ilha existente. Para a identificação destas ilhas existem várias possibilidades. Algumas destas são o emprego de algoritmos baseados na topologia de redes, tais como os propostos por [Goderya e cols., 1980], [Prais e cols., 1988] e [Yehsakul e cols., 1995]; ou a elaboração de um mecanismo baseado na Teoria da Observabilidade – [Monticelli e Wu, 1985a] e [Monticelli e Wu, 1985b], sendo esta a abordagem adotada neste trabalho. Para os cálculos de fluxo de potência foi utilizado o método desacoplado rápido apresentado no trabalho de [Stott e Alsac, 1974], cuja dedução foi aprimorada por [Monticelli e cols., 1990] e considerando o controle de tensão em barras tipo PV segundo o proposto por [Monticelli, 1983]. Conforme o primeiro critério de parada do método, é possível que a rede configurada para solucionar a primeira parte do problema seja solução também para a parte reativa. Caso a solução não seja satisfatória, procede-se nova verificação de necessidade de utilização de fontes de potência reativa, desta feita para aquelas situadas em barras que não foram religadas na determinação da solução anterior. Para dispositivos estáticos a verificação segue a mesma regra já descrita. Entre as outras fontes, são consideradas necessárias aquelas que tiveram uma injeção reativa não desprezível na etapa de despacho reativo. As barras com fontes reativas consideradas necessárias são religadas ao sistema com a respectiva fonte (síncrono, reator, etc). Nesse processo, a barra é incorporada ao sistema através do religamento dos ramos com maior fluxo reativo até que uma barra já "energizada" (isto é, pertencente ao sistema objetivo que está sendo configurado) seja alcançada. Posteriormente, é novamente calculado o fluxo de potência para a rede configurada. Na segunda verificação do critério de parada do método, se o cálculo de FCAC apresenta solução viável, está obtida a solução para o estágio atual do problema e pode-se iniciar a solução do próximo. Quando isto não acontece se deve preparar novamente os dados para o despacho reativo, alterando-os, e executar outra vez o algoritmo.

Uma outra possibilidade que existe para a verificação da condição de operação da rede configurada é o cálculo de FCAC considerando-se no sistema todos os seus equipamentos, incluindo aqueles que não foram especificados para integrar o sistema objetivo e que, portanto, permanecem representados por parâmetros fictícios. Neste caso, as barras que não pertencem à rede configurada devem ser tratadas como sendo de tipo PQ, com injeções

de potência especificadas nulas e, também, recomenda-se utilizar uma tolerância para convergência do cálculo de fluxo de potência maior do que a convencionalmente usada neste procedimento. Esta abordagem para verificação é a apresentada no trabalho de [Canto dos Santos e Garcia, 1997b].

A figura 3.12 a seguir procura mostrar uma idéia importante que está presente no algoritmo anteriormente explicado: a tentativa de, sempre que possível, resolver o aspecto reativo do problema com a configuração de rede determinada para a solução do aspecto ativo. Nesta figura estão incluídas na rede elétrica original duas sub-redes: uma chamada de sub-rede I, que representa a configuração de sistema obtida para solucionar o aspecto ativo do problema, e outra designada como sub-rede II, que é a possível expansão da sub-rede I para a consideração também do aspecto reativo, considerando-se um estágio do processo de recomposição. O método desenvolvido opera no sentido de evitar esta expansão para reduzir o número de equipamentos a ser utilizado. Quando isto não é possível, é feita a determinação de quais os recursos devem ser alocados no sistema para a melhoria de seu perfil reativo.

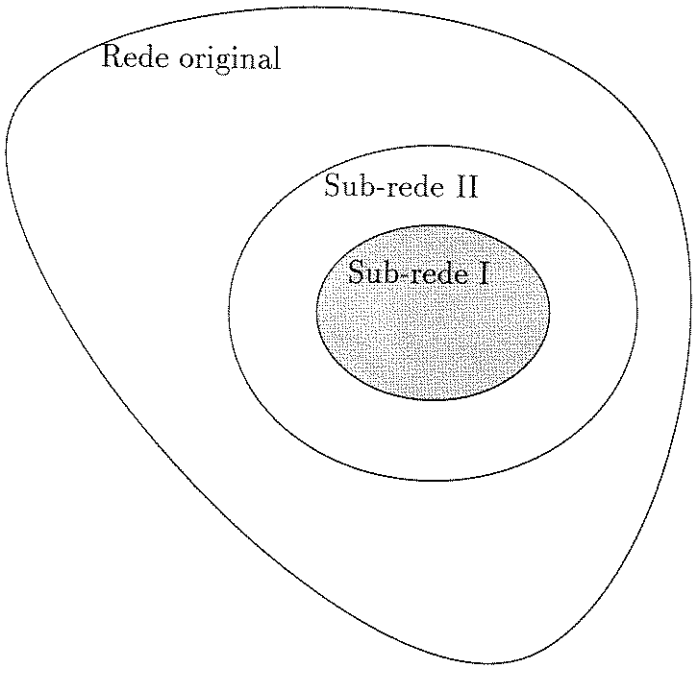


Figura 3.12: Representação da obtenção da solução

Os métodos desenvolvidos foram relatados de modo a explicar como é obtida a solução de um estágio do problema tratado neste trabalho. A figura 3.13 a seguir representa o funcionamento geral da abordagem proposta, para um problema onde a meta é a de-

terminação de sistemas objetivo para diversos estágios de restauração. Nesta figura é mostrada uma estrutura de repetição onde para cada estágio i do processo, é inicialmente obtida a solução para a parte ativa do problema por um dos três métodos vistos anteriormente. Após, é obtida a solução para o aspecto reativo através do procedimento descrito nesta seção. O processo é executado até que o contador i atinja o valor do número de estágios definidos para o problema.

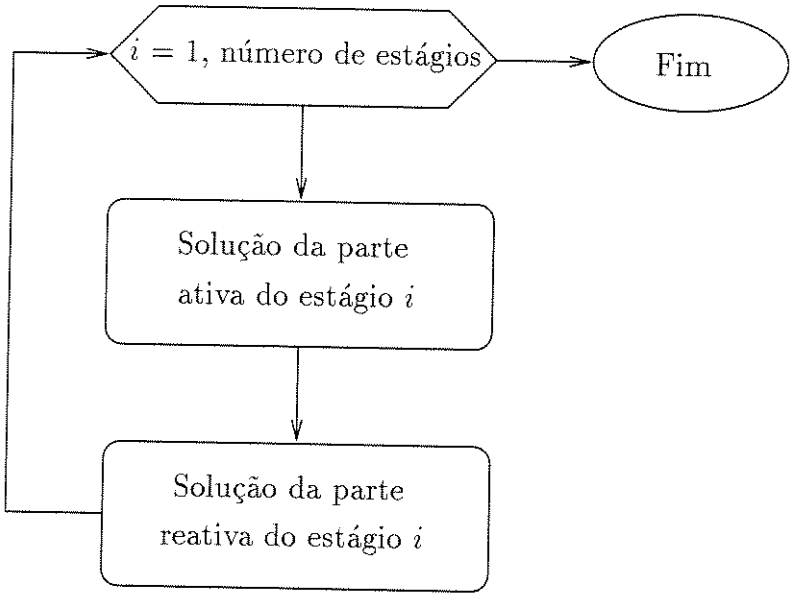


Figura 3.13: Funcionamento geral da abordagem proposta

Os testes realizados para diversos sistemas de energia elétrica com os métodos de solução e com o modelo alternativo de FCCC descritos neste capítulo estão apresentados na seqüência deste trabalho.

Capítulo 4

Testes e resultados

Neste capítulo, após uma breve seção de organização, serão descritos os testes efetuados com os métodos desenvolvidos neste trabalho considerando a necessidade de restauração de diversos sistemas elétricos de potência. Também será apresentada a análise destes resultados.

4.1 Organização

Para facilitar a descrição dos resultados obtidos com a metodologia até aqui apresentada, os algoritmos desenvolvidos para a solução do problema considerado serão agrupados da forma descrita a seguir.

- **Método I** – método composto pelo algoritmo baseado em PL (descrito na subseção 3.1.3) para a solução da parte ativa do problema enfocado.
- **Método II** – método formado pelo algoritmo baseado em PL e FCCC (descrito na subseção 3.1.4) para a solução do aspecto ativo do problema tratado neste trabalho.
- **Método III** – neste método a parte ativa do problema estudado é resolvida pelo algoritmo baseado em PL e FCCC alternativo descrito na subseção 3.1.6.
- Nos três métodos a parte reativa do problema é resolvida através do algoritmo baseado em PL e FCAC, descrito na subseção 3.2.2 do capítulo anterior.

Ao longo deste trabalho, na fase inicial de testes foi utilizado o programa *Mathematica*, descrito por [Wolfram, 1992], para os cálculos dos problemas de PL. Este programa foi escolhido por ser de utilização bastante amigável e, portanto, adequado a esta fase.

Posteriormente, na implementação realizada para as soluções de PL foi utilizado o sistema *MINOS 5.4* – [Murtagh e Saunders, 1992] sendo alguns detalhes deste tema encontrados no Apêndice B deste trabalho. Os demais módulos necessários para as simulações foram escritos em *Fortran* e os testes foram efetuados em estações de trabalho *Sun Ultra 1*. Para a exploração da esparsidade das matrizes envolvidas nos processos de cálculo foi utilizado o esquema proposto no artigo de [Zollenkopf, 1970].

Também para facilitar o relato dos testes realizados, a seguir serão brevemente descritos os sistemas elétricos que foram utilizados no presente trabalho.

Sistema teste IEEE de 14 barras

Este sistema, que será chamado de IEEE-14, é bastante conhecido. Possui 14 barras e 20 ramos e está descrito no trabalho de [Freris e Sasson, 1968]. Por ser de pequeno porte o mesmo facilita a descrição dos resultados obtidos.

Sistema teste IEEE de 30 barras

Este sistema teste (abreviado como IEEE-30), a exemplo do sistema IEEE-14, é bastante conhecido, também descrito no trabalho de [Freris e Sasson, 1968] e, devido às suas dimensões, adequado para a descrição de resultados. A rede possui 30 barras, sendo 2 de geração, e 41 ramos. [1]

Sistema real brasileiro de 810 barras

A versão utilizada do sistema de potência que compreende as regiões Sul e Sudeste do Brasil possui 810 barras, 1340 ramos e todas as características de um sistema real e de grande porte, tais como diversos níveis de tensão no sistema, heterogeneidade na relação x/r dos equipamentos, ramos que foram obtidos com cálculo de equivalentes e presença de *jumpers*. Aqui ele será designado como SB-810.

[1] Os sistemas IEEE-14 e IEEE-30 também são conhecidos respectivamente como AEP-14 e AEP-30 e correspondem a reduções de parte do sistema norte-americano existente nos anos 60.

4.2 Método I

4.2.1 Sistema IEEE-30

Para o primeiro teste apresentado para esta rede considerou-se a ocorrência de um blecaute geral no sistema, que todos os seus componentes estavam em condições de retomada de operação e, ainda, que o objetivo do processo de restauração seria a normalização do fornecimento de energia a todos os consumidores (apenas a carga situada na barra número 2 não é prioritária) em um único estágio. O sistema na situação de blecaute é mostrado na figura 4.1 a seguir, onde as linhas tracejadas representam os equipamentos do sistema fora de operação.

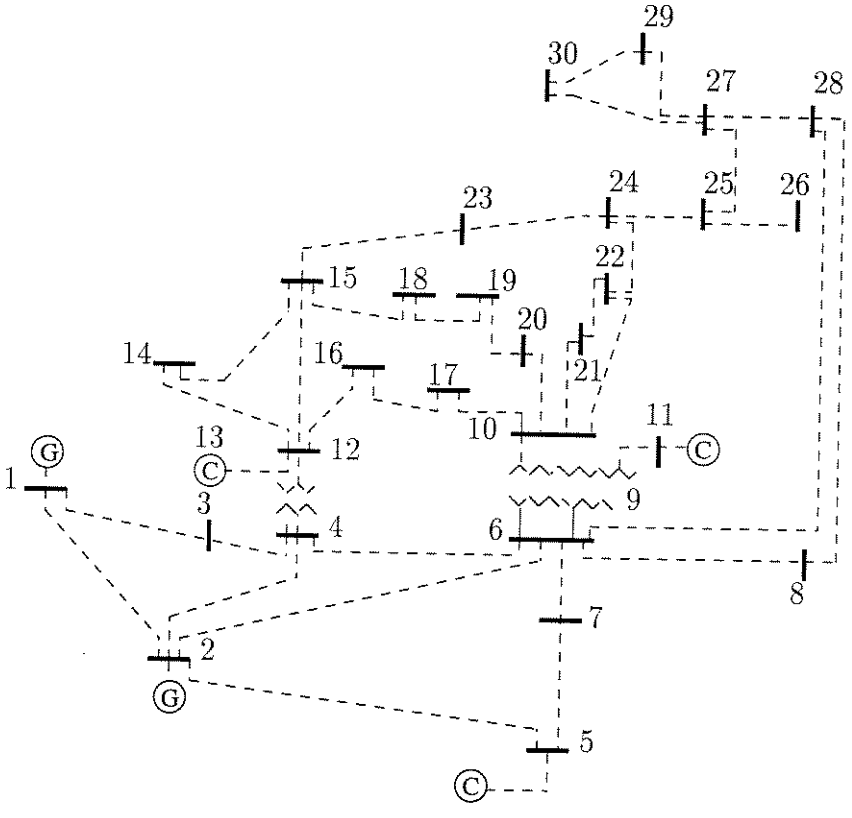


Figura 4.1: Sistema IEEE-30 fora de operação

Quando foi executado o Método I para a solução deste problema foi obtido um sistema objetivo formado por 30 barras e 33 ramos. Esta rede foi configurada basicamente na etapa do método destinada à solução do subproblema ativo, sendo que na solução do subproblema reativo foi determinado o acréscimo de equipamentos visando a satisfação

dos requisitos de operação desejados. A tabela 4.1 apresenta um resumo do processo de obtenção da solução, bem como outros dados de interesse. A situação dos equipamentos da rede com relação à sua participação no sistema objetivo configurado é mostrada na tabela 4.2 a seguir. Estes resultados também podem ser vistos na figura 4.2, onde linhas contínuas representam os equipamentos que fazem parte do sistema objetivo e linhas tracejadas aqueles que não fazem parte da configuração determinada. Já a tabela 4.3 mostra a solução do cálculo de FCAC para a configuração determinada.

Obtenção da solução	
Subproblema ativo	
Cálculos de PL	32
Valor final do somatório dos módulos dos fluxos de potência ativa em ramos fictícios ($p.u.$)	0,000175
Número de barras incluídas na configuração	28
Número de ramos incluídos na configuração	31
Subproblema reativo	
Perfil de módulos de tensão ($p.u.$)	0,80 a 1,05
Número de equipamentos alocados	4

Tabela 4.1: Resumo do processo de solução – sistema IEEE-30

Solução de restauração	
Barras em atividade	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30
Geradores em atividade	1 e 2
Barras fora de atividade	–
Ramos em atividade	1-2 1-3 2-4 3-4 2-5 2-6 4-6 5-7 6-28 6-7 6-8 6-9 9-10 9-11 12-13 4-12 12-15 14-15 16-17 15-18 18-19 19-20 10-20 10-17 10-21 21-22 15-23 22-24 25-26 25-27 27-28 27-29 27-30
Ramos com fluxo no limite	1-2
Ramos fora de atividade	6-10 9-11 12-13 12-14 12-16 8-28 10-22 23-24 24-25 29-30

Tabela 4.2: Resultados fornecidos pelo Método I para o sistema IEEE-30

No segundo problema resolvido para esta rede considerou-se a mesma situação de blecaute do teste anterior (mostrada na figura 4.1) e a necessidade de encontrar uma

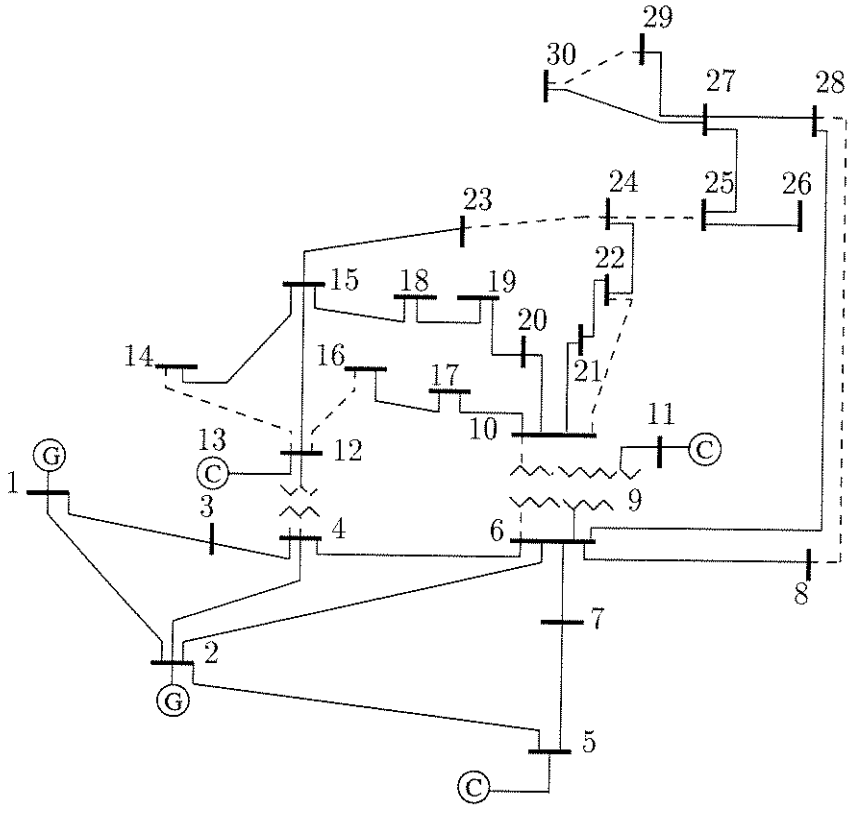


Figura 4.2: Configuração determinada para o sistema IEEE-30

Solução de restauração				
Barra	Tensão ($p.u.$)	Ângulo ($^{\circ}$)	P (MW)	Q ($MVAr$)
1	1,00	0,0	221,07	0,01
2	0,98	-5,0	60,58	50,00
3	0,95	-8,2	-2,40	-1,20
4	0,93	-9,9	-7,60	-1,60
5	0,94	-15,3	-94,20	21,00
6	0,93	-11,8	-0,01	0,00
7	0,92	-13,8	-22,80	-10,90
8	0,93	-12,7	-30,00	10,00
9	0,92	-18,0	0,00	0,00
10	0,88	-21,5	-5,79	-2,00
11	0,97	-18,0	0,00	24,00
12	0,98	-16,7	-11,20	-7,50
13	1,00	-16,7	0,00	15,75
14	0,92	-19,5	-6,20	-1,60
15	0,94	-18,9	-8,20	-2,50
16	0,86	-22,5	-3,50	-1,80
17	0,87	-22,1	-9,00	-5,80
18	0,90	-20,6	-3,20	-0,90
19	0,89	-21,5	-9,50	-3,40
20	0,89	-21,6	-2,20	-0,70
21	0,86	-22,5	-17,50	-11,20
22	0,85	-22,6	0,00	0,00
23	0,93	-19,2	-3,20	-1,60
24	0,83	-23,3	-8,70	-6,70
25	0,85	-17,5	0,00	0,00
26	0,83	-18,1	-3,50	-2,30
27	0,86	-17,2	0,00	0,00
28	0,92	-12,4	0,00	0,00
29	0,85	-17,8	-2,40	-0,90
30	0,80	-22,0	-10,60	-1,90

Tabela 4.3: Resultados fornecidos pelo Método I para o sistema IEEE-30

configuração de sistema capaz de restaurar, em um único estágio, o fornecimento de energia aos consumidores localizados nas barras de números 14 e 30 do sistema.

O Método I aplicado a este problema forneceu um sistema objetivo de tipo radial composto de 12 barras e 11 ramos. A exemplo de outros testes realizados, esta configuração foi determinada na solução do subproblema ativo, não havendo portanto alocações de novos elementos após esta fase. As tabelas 4.4 a 4.6 contêm, respectivamente, um resumo do processo de obtenção da solução, a situação dos equipamentos da rede com relação à sua participação no sistema objetivo e as injeções líquidas de potência ativa e reativa, bem como módulos e ângulos de tensões, obtidos após o cálculo de FCAC para a solução. A configuração de rede determinada é vista na figura 4.3, usando-se a mesma notação das figuras anteriores.

Obtenção da solução	
Subproblema ativo	
Cálculos de PL	12
Valor final do somatório dos módulos dos fluxos de potência ativa em ramos fictícios ($p.u.$)	0,000804
Número de barras incluídas na configuração	12
Número de ramos incluídos na configuração	11
Subproblema reativo	
Perfil de módulos de tensão ($p.u.$)	0,80 a 1,05
Número de equipamentos alocados	0

Tabela 4.4: Resumo do processo de solução – sistema IEEE-30

4.3 Método II

4.3.1 Sistema IEEE-30

No primeiro teste descrito para este sistema foi executado o Método II para a solução do primeiro problema descrito na seção anterior, ou seja, após a ocorrência de um blecaute geral no sistema determinar qual a sua configuração capaz de novamente garantir o atendimento de todos os consumidores, em um único estágio de restauração e considerando que podem ser reenergizados todos os equipamentos instalados na rede.

A solução fornecida pelo Método II foi semelhante àquela oriunda do Método I e contém também 30 barras e 33 ramos no sistema objetivo determinado. A tabela 4.7 mostra um resumo do processo de solução.

Solução de restauração	
Barras em atividade	1 2 4 5 6 7 8 12 14 15 27 28 30
Geradores em atividade	1 e 2
Barras fora de atividade	3 9 10 11 13 16 17 18 19 20
	21 22 23 24 25 26 29
Ramos em atividade	1-2 2-5 4-6 5-7 6-28 6-7 4-12
	12-15 14-15 27-28 27-30
Ramos com fluxo no limite	1-2
Ramos fora de atividade	1-3 2-4 3-4 2-6 6-10 9-11 12-13 12-14 12-16
	6-8 6-9 9-10 8-28 10-22 23-24 24-25 29-30
	16-17 15-18 18-19 19-20 10-20 10-17 10-21
	21-22 15-23 22-24 25-26 25-27 27-29

Tabela 4.5: Resultados fornecidos pelo Método I para o sistema IEEE-30

Solução de restauração				
Barra	Tensão ($p.u.$)	Ângulo (^{o})	P (MW)	Q ($MVAr$)
1	1,00	0,0	117,67	-37,13
2	1,00	-4,3	3,78	25,09
4	0,98	-20,3	0,00	0,00
5	1,00	-18,2	-94,20	39,54
6	0,98	-20,2	0,00	0,00
7	0,99	-19,4	0,00	0,00
12	1,05	-21,2	0,00	0,00
14	1,03	-22,0	-6,21	-1,60
15	1,04	-21,5	0,00	0,00
27	0,94	-23,2	0,00	0,00
28	0,98	-20,6	0,00	0,00
30	0,88	-27,2	-10,60	-1,90

Tabela 4.6: Resultados fornecidos pelo Método I para o sistema IEEE-30

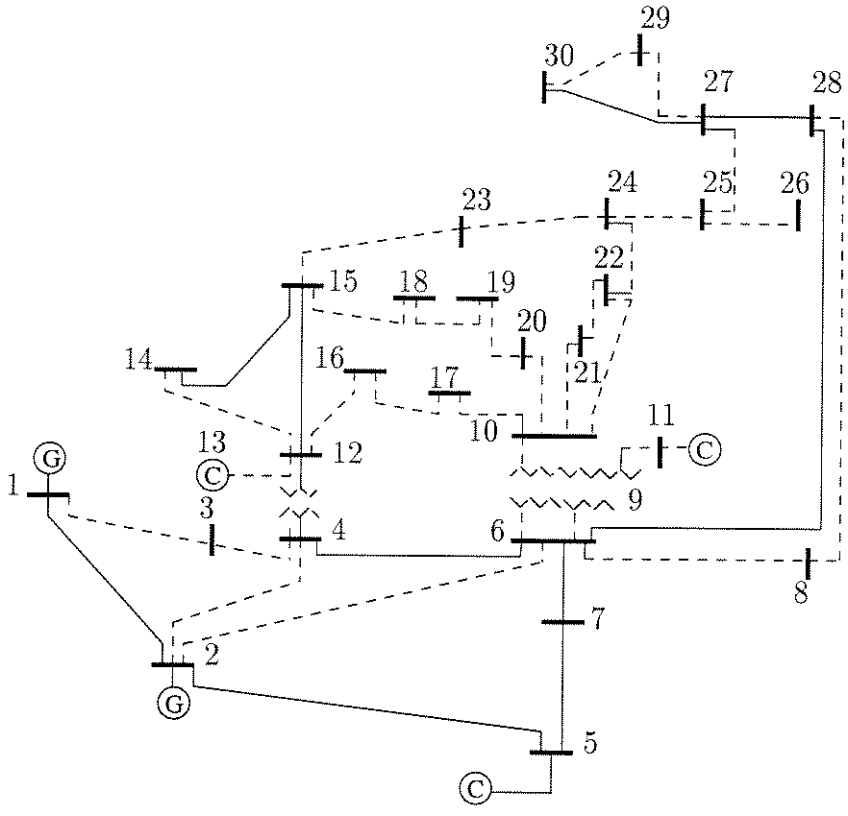


Figura 4.3: Configuração determinada para o sistema IEEE-30

Obtenção da solução	
Subproblema ativo	
Cálculos de FCCC	28
Cálculos de PL	6
Número de restrições de transmissão no último cálculo de PL	3
Valor final do somatório dos módulos dos fluxos de potência ativa em ramos fictícios ($p.u.$)	0,000154
Número de barras incluídas na configuração	28
Número de ramos incluídos na configuração	31
Subproblema reativo	
Perfil de módulos de tensão ($p.u.$)	0,80 a 1,05
Número de equipamentos alocados	4

Tabela 4.7: Resumo do processo de solução – sistema IEEE-30

Detalhando mais o processo de solução, nota-se que das 31 alocações de ramos efetuadas na solução da parte ativa, 27 foram determinadas através dos sucessivos cálculos explícitos de FCCC, correspondentes aos passos *iv* a *vi* do algoritmo descrito no item 3.1.4 anterior. A tabela 4.8 contém a evolução dos valores dos somatórios dos módulos das aberturas angulares sobre os ramos do sistema ($\sum |\theta_{km}|$) durante esta fase do processo de solução; a primeira linha desta tabela corresponde ao cálculo inicial de FCCC e a última corresponde ao cálculo de FCCC em que é satisfeito o Critério A do algoritmo utilizado.

De forma semelhante ao que ocorreu com o Método I, a configuração do sistema obtida para solucionar o aspecto ativo do problema foi ampliada para satisfazer o perfil reativo desejado. A tabela 4.9 mostra a utilização dos equipamentos do sistema na configuração determinada e a tabela 4.10 mostra a solução de FCAC obtida para a rede configurada.

4.4 Método III

4.4.1 FCCC alternativo

O objetivo desta subseção é descrever exemplos de resultados obtidos com o modelo alternativo de cálculo linearizado de fluxo de potência descrito no capítulo anterior deste trabalho. Considerou-se importante descrever tais resultados de forma isolada para deixar claro o funcionamento do modelo proposto.

O modelo alternativo de FCCC apresentou um excelente desempenho para todos os sistemas elétricos para os quais foi calculado. Entretanto, para simplificar a descrição dos resultados, os mesmos serão apresentados para o sistema hipotético de pequeno porte, já representado na figura 3.7 e novamente visto na figura 4.4 a seguir. Este sistema possui 6 barras (3 de geração e 3 de carga) e 7 ramos, sendo que os dados da rede necessários para a execução do modelo proposto de FCCC estão nas tabelas 4.11, 4.12 e 4.13.

Inicialmente será descrito o cálculo do modelo proposto para o sistema intacto, conforme apresentado na figura 4.4. A tabela 4.14 mostra os resultados obtidos para ângulos com a equação 3.5 e para injeções nos geradores através da equação 3.8. A tabela 4.15 apresenta os fluxos de potência ativa nos ramos do sistema calculados com a equação 3.6. Estes resultados demonstram que, de uma forma muito simples e eficiente, o modelo proposto fornece uma estimativa do estado do sistema e, também, a distribuição da potência que precisa ser gerada entre os diversos geradores da rede para o atendimento das cargas.

No segundo teste descrito foi simulada a saída de operação do ramo que conecta as barras 3 e 4 do sistema de 6 barras e calculou-se o modelo proposto. Devido a esta contingência o sistema fica dividido em 2 sub-redes, cada uma com 3 barras e 3 ramos,

Evolução dos valores de $\sum \lvert\theta_{km}\rvert$	
FCCC	$\sum \lvert\theta_{km}\rvert$ (rad)
0	13510,73118
1	12129,50191
2	9588,19689
3	8550,90258
4	6896,29127
5	5869,48052
6	5343,86530
7	5235,30611
8	4571,13143
9	4007,11915
10	3162,28056
11	2915,44085
12	2593,28559
13	2530,16407
14	2448,75388
15	1907,97056
16	1764,98089
17	1493,12963
18	1410,87974
19	679,00109
20	546,01439
21	406,97572
22	317,74531
23	265,88623
24	251,13195
25	177,27536
26	109,02255
27	5,05010

Tabela 4.8: Resultados fornecidos pelo Método II para o sistema IEEE-30

Solução de restauração	
Barras em atividade	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30
Geradores em atividade	1 e 2
Barras fora de atividade	–
Ramos em atividade	1-2 1-3 2-4 3-4 2-5 2-6 4-6 5-7 6-28 6-7 6-8 6-9 9-10 9-11 12-13 4-12 12-15 14-15 12-16 18-19 19-20 10-20 10-17 10-21 16-17 21-22 15-23 22-24 25-26 25-27 27-28 27-29 27-30
Ramos com fluxo no limite	1-2
Ramos fora de atividade	6-10 12-14 15-18 8-28 10-22 23-24 24-25 29-30

Tabela 4.9: Resultados fornecidos pelo Método II para o sistema IEEE-30

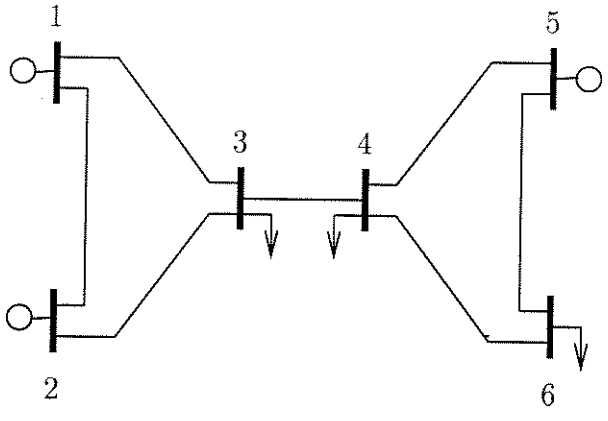


Figura 4.4: Sistema de 6 barras

Solução de restauração				
Barra	Tensão ($p.u.$)	Ângulo ($^{\circ}$)	P (MW)	Q ($MVAr$)
1	1,00	0,0	220,95	-3,24
2	0,98	-5,0	60,38	50,00
3	0,95	-8,2	-2,40	-1,20
4	0,94	-10,0	-7,60	-1,60
5	0,94	-15,3	-94,20	21,00
6	0,93	-11,7	0,00	0,00
7	0,93	-13,8	-22,80	-10,90
8	0,93	-12,6	-30,00	10,00
9	0,93	-17,4	0,00	0,00
10	0,90	-20,6	-5,80	-2,00
11	0,98	-17,4	0,00	24,00
12	0,98	-17,2	-11,20	-7,50
13	1,00	-17,2	0,00	17,36
14	0,94	-18,9	-6,20	-1,60
15	0,96	-18,3	-8,20	-2,50
16	0,94	-18,8	-3,50	-1,80
17	0,90	-20,3	-9,00	-5,80
18	0,86	-23,4	-3,20	-0,90
19	0,86	-23,1	-9,50	-3,40
20	0,87	-22,5	-2,20	-0,70
21	0,88	-21,6	-17,50	-11,20
22	0,87	-21,7	0,00	0,00
23	0,95	-18,7	-3,20	-1,60
24	0,85	-22,3	-8,70	-6,70
25	0,85	-17,5	0,00	0,00
26	0,83	-18,1	-3,50	-2,30
27	0,86	-17,1	0,00	0,00
28	0,92	-12,3	0,00	0,00
29	0,85	-17,7	-2,40	-0,90
30	0,80	-21,9	-10,60	-1,90

Tabela 4.10: Resultados fornecidos pelo Método II para o sistema IEEE-30

Sistema de 6 barras	
Ramo	Reatância $(p.u.)$
1 – 2	0,10
1 – 3	0,10
2 – 3	0,30
3 – 4	0,10
4 – 5	0,10
4 – 6	0,30
5 – 6	0,20

Tabela 4.11: Dados de ramos do sistema de 6 barras

Sistema de 6 barras	
Gerador	Reatância xg_i $(p.u.)$
1	0,2857
2	0,4000
5	0,3333

Tabela 4.12: Dados de barras do sistema de 6 barras

Sistema de 6 barras	
Barra	Injeção $(p.u.)$
1	0,00
2	0,00
3	-1,00
4	-0,50
5	0,00
6	-1,00

Tabela 4.13: Injeções ativas especificadas para o sistema de 6 barras

Sistema de 6 barras		
Barra	Ângulo (rad)	Injeção ($p.u.$)
1	-0,2464	0,8625
2	-0,2293	0,5732
3	-0,3498	-1,0000
4	-0,3934	-0,5000
5	-0,3547	1,0642
6	-0,4902	-1,0000

Tabela 4.14: Resultados para o sistema de 6 barras

Sistema de 6 barras	
Ramo	Fluxo ($p.u.$)
1 – 2	-0,1714
1 – 3	1,0340
2 – 3	0,4018
3 – 4	0,4358
4 – 5	-0,3868
4 – 6	0,3226
5 – 6	0,6774

Tabela 4.15: Resultados para o sistema de 6 barras

conforme mostrado anteriormente na parte b) da figura 3.7. Cabe lembrar aqui que situações análogas a esta são bastante freqüentes em outros problemas diferentes do enfocado neste trabalho, tais como o problema de planejamento. As tabelas 4.16 e 4.17 mostram os resultados obtidos para ângulos de tensões, injeções e fluxos de potência ativa para este teste. Analisando estes resultados percebe-se que a carga existente na barra 3 é atendida pelos geradores das barras 1 e 2 e que, de forma independente, o gerador localizado na barra 5 atende às cargas das barras 4 e 6. Estes resultados mostram que o modelo alternativo, além de fornecer soluções para sistemas elétricos conexos (a exemplo do modelo convencional), as fornece também para sistemas desconexos, desde que em cada sub-rede do sistema exista pelo menos um gerador. É importante lembrar que o uso simples do modelo convencional de FCCC não fornece solução para casos como o deste teste.

Sistema de 6 barras		
Barra	Ângulo (rad)	Injeção ($p.u.$)
1	-0,1716	0,6007
2	-0,1597	0,3993
3	-0,2437	-1,0000
4	-0,5750	-0,5000
5	-0,5000	1,5000
6	-0,6500	-1,0000

Tabela 4.16: Resultados para o sistema de 6 barras sob contingência

Sistema de 6 barras	
Ramo	Fluxo ($p.u.$)
1 – 2	-0,1194
1 – 3	0,7201
2 – 3	0,2799
4 – 5	-0,7500
4 – 6	0,2500
5 – 6	0,7500

Tabela 4.17: Resultados para o sistema de 6 barras sob contingência

Conforme será visto nos resultados obtidos com o Método III, o novo modelo de FCCC determina de uma forma muito simples e eficiente, para qualquer sistema de potência analisado, os geradores mais adequados para o atendimento de cargas e o valor das injeções

de potência ativa nestes geradores. Por outro lado, quando o modelo convencional é utilizado estes dados precisam ser especificados.

4.4.2 Sistema IEEE-30

Para possibilitar uma comparação do desempenho dos três métodos desenvolvidos será apresentado para este sistema um teste que reune elementos de outros descritos anteriormente. O problema a solucionar aqui é: após um blecaute total na rede e considerando a disponibilidade integral de seus equipamentos, restaurar o fornecimento de energia elétrica em dois estágios sucessivos. No primeiro estágio o objetivo é o restabelecimento das cargas instaladas nas barras de números 14 e 30 e, no segundo, deve-se atender toda a demanda instalada no sistema.

Para resolver o primeiro estágio, o Método III obteve um sistema objetivo radial composto por 9 barras e 8 ramos. Esta configuração foi expandida para 30 barras e 34 ramos na posterior solução do segundo estágio. Na verificação do aspecto ativo do estágio inicial não houve necessidade de cálculos de PL, ao contrário do segundo estágio onde após 20 alocações iniciais de ramos o modelo de PL foi solucionado 4 vezes para a determinação da solução. Dos dois estágios, apenas no segundo houve necessidade de inclusão de novos equipamentos na análise do perfil reativo do sistema. A tabela 4.18 contém o resumo do processo de solução do problema e, em seqüência, as tabelas 4.19 a 4.22 descrevem respectivamente a participação dos equipamentos na configuração determinada e as informações referentes ao estado do sistema obtidas através do cálculo de FCAC na solução dos dois estágios. As topologias das configurações obtidas para cada estágio são representadas nas partes a) e b) da figura 4.5.

4.4.3 Sistema IEEE-14

Para este sistema, considerou-se a ocorrência de um blecaute geral onde os geradores situados nas barras 1 e 2, todas as linhas de transmissão e transformadores (representados nos 20 ramos da rede) bem como os demais equipamentos estavam fora de operação, porém disponíveis para a recomposição do sistema. Foi definido neste teste que o processo de restauração da rede deveria acontecer em 2 estágios. No primeiro o objetivo foi o atendimento integral das cargas existentes nas barras 4 e 12 do sistema. Já o objetivo do segundo estágio foi restabelecer o fornecimento de energia a toda a carga instalada na rede.

Na solução do primeiro estágio obteve-se inicialmente uma rede com 5 barras e 4 ramos. Em seguida esta rede foi expandida para 14 barras e 16 ramos na solução do segundo estágio. No último estágio deste teste os equipamentos especificados para a solução do

Obtenção da solução	
Subproblema ativo	
Cálculos de FCCC alternativo	28
Cálculos de PL	4
Número de restrições de transmissão no último cálculo de PL	3
Valor final do somatório dos módulos dos fluxos de potência ativa em ramos fictícios ($p.u.$)	0,000107
Número de barras incluídas na configuração	28
Número de ramos incluídos na configuração	32
Subproblema reativo	
Perfil de módulos de tensão ($p.u.$)	0,80 a 1,05
Número de equipamentos alocados	4

Tabela 4.18: Resumo do processo de solução – sistema IEEE-30

Solução do primeiro estágio	
Barras em atividade	2 4 6 12 14 15 27 28 30
Gerador em atividade	2
Barras fora de atividade	1 3 5 7 8 9 10 11 13 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 29
Ramos em atividade	2-6 4-6 6-28 4-12 12-15 14-15 27-28 27-30
Ramos com fluxo no limite	–
Ramos fora de atividade	1-2 1-3 2-4 3-4 2-5 5-7 6-7 6-8 6-9 9-10 12-16 16-17 18-19 19-20 10-20 10-17 10-21 21-22 15-23 22-24 25-26 25-27 27-29 6-10 9-11 12-13 12-14 15-18 8-28 10-22 23-24 24-25 29-30

Tabela 4.19: Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema IEEE-30

Solução do primeiro estágio				
Barra	Tensão ($p.u.$)	Ângulo ($^{\circ}$)	P (MW)	Q ($MVAr$)
2	1,00	0,0	17,59	-0,02
4	0,99	-1,9	0,00	0,00
6	0,99	-1,7	0,00	0,00
12	1,05	-2,7	0,00	0,00
14	1,03	-3,6	-6,21	-1,59
15	1,05	-3,1	0,00	0,00
27	0,94	-4,7	0,00	0,00
28	0,98	-2,1	0,00	0,00
30	0,89	-8,7	-10,60	-1,90

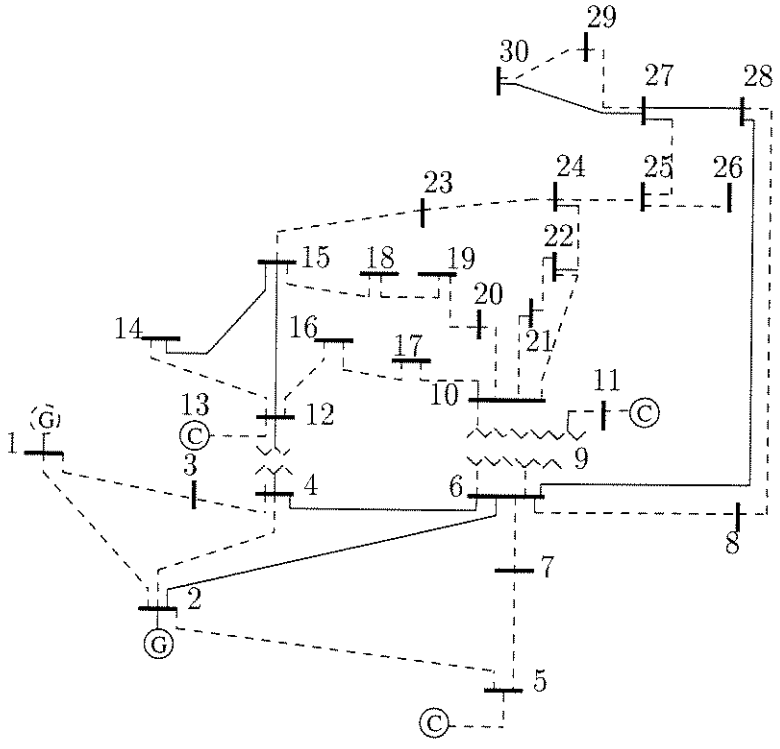
Tabela 4.20: Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema IEEE-30

Solução do segundo estágio	
Barras em atividade	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30
Geradores em atividade	1 e 2
Barras fora de atividade	–
Ramos em atividade	1-2 1-3 2-4 3-4 2-5 2-6 4-6 5-7 6-28 6-7 9-11 6-8 6-9 9-10 4-12 12-15 14-15 12-16 16-17 12-13 18-19 19-20 10-20 10-17 10-21 21-22 15-23 22-24 25-26 25-27 27-28 27-29 27-30 15-18
Ramos com fluxo no limite	–
Ramos fora de atividade	6-10 12-14 8-28 10-22 23-24 24-25 29-30

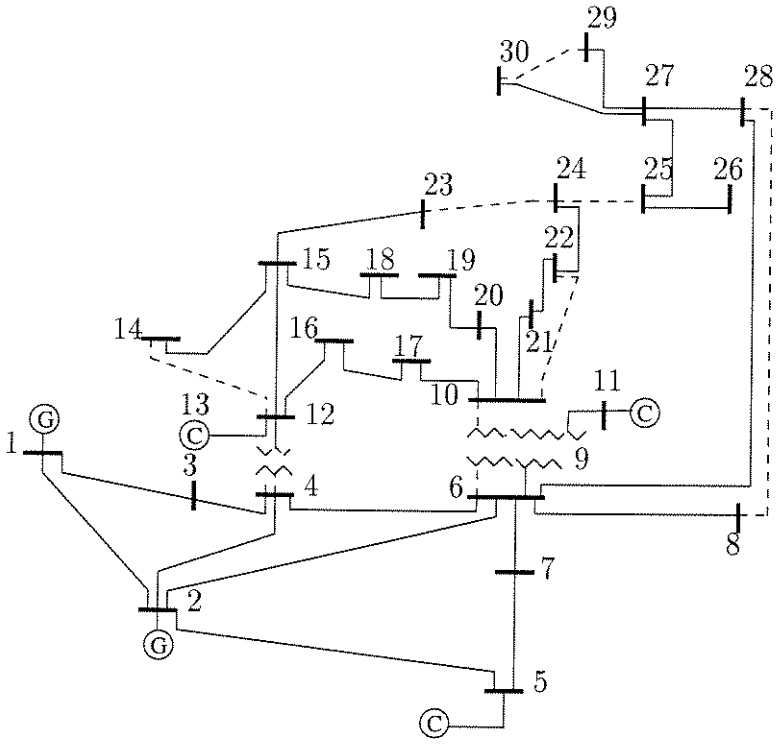
Tabela 4.21: Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema IEEE-30

Solução do segundo estágio				
Barra	Tensão ($p.u.$)	Ângulo (^{o})	P (MW)	Q ($MVAr$)
1	1,00	0,0	216,83	-7,40
2	0,99	-4,9	63,83	50,00
3	0,95	-8,2	-2,40	-1,20
4	0,94	-9,9	-7,60	-1,60
5	0,94	-15,1	-94,20	21,00
6	0,94	-11,6	0,00	0,00
7	0,93	-13,6	-22,80	-10,90
8	0,94	-12,5	-30,00	10,00
9	0,95	-16,7	0,00	0,00
10	0,92	-19,5	-5,80	-2,00
11	1,00	-16,7	0,00	24,00
12	0,97	-17,6	-11,20	-7,50
13	1,00	-17,6	0,00	18,74
14	0,92	-19,9	-6,20	-1,60
15	0,94	-19,3	-8,20	-2,50
16	0,94	-18,7	-3,50	-1,80
17	0,92	-19,5	-9,00	-5,80
18	0,92	-20,2	-3,20	-0,90
19	0,91	-20,6	-9,50	-3,40
20	0,91	-20,4	-2,20	-0,70
21	0,90	-20,4	-17,50	-11,20
22	0,89	-20,5	0,00	0,00
23	0,93	-19,6	-3,20	-1,60
24	0,87	-21,1	-8,70	-6,70
25	0,86	-17,3	0,00	0,00
26	0,84	-17,9	-3,50	-2,30
27	0,87	-16,9	0,00	0,00
28	0,93	-12,2	0,00	0,00
29	0,86	-17,5	-2,40	-0,90
30	0,81	-21,6	-10,60	-1,90

Tabela 4.22: Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema IEEE-30



a)



b)

Figura 4.5: Processo de recomposição do sistema IEEE-30: a) solução do primeiro estágio; b) solução do segundo estágio

subproblema ativo não garantiram a manutenção de um perfil reativo adequado. Tendo sido, portanto, a configuração do sistema expandida, especificamente foram incluídas a barra de número 8 e o ramo que a liga à barra de número 7. A figura 4.6 mostra em suas partes a), b) e c) respectivamente o sistema fora de operação e as soluções obtidas para o primeiro e segundo estágios do processo de solução usando a mesma notação anterior: linhas tracejadas representam componentes que não fazem parte da configuração determinada e linhas contínuas correspondem a equipamentos que devem ser religados. A tabela 4.23 mostra um resumo do processo de solução e as tabelas 4.24 a 4.27 contêm a descrição da topologia do sistema e os resultados obtidos com o cálculo de FCAC, para a solução de cada estágio.

Obtenção da solução	
Subproblema ativo	
Cálculos de FCCC alternativo	11
Cálculos de PL	4
Número de restrições de transmissão no último cálculo de PL	3
Valor final do somatório dos módulos dos fluxos de potência ativa em ramos fictícios (*p.u.*)	0,000154
Número de barras incluídas na configuração	13
Número de ramos incluídos na configuração	15
Subproblema reativo	
Perfil de módulos de tensão (*p.u.*)	0,85 a 1,05
Número de equipamentos alocados	2

Tabela 4.23: Resumo do processo de solução – sistema IEEE-14

Solução do primeiro estágio	
Barras em atividade	2 4 5 6 12
Geradores em atividade	2
Barras fora de atividade	1 2 3 7 8 9 10 11 13 14
Ramos em atividade	2-5 4-5 5-6 6-12
Ramos com fluxo no limite	–
Ramos fora de atividade	1-2 1-5 2-3 2-4 3-4 4-7 4-9 6-11 6-13 7-8 7-9 9-10 9-14 10-11 12-13 13-14

Tabela 4.24: Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema IEEE-14

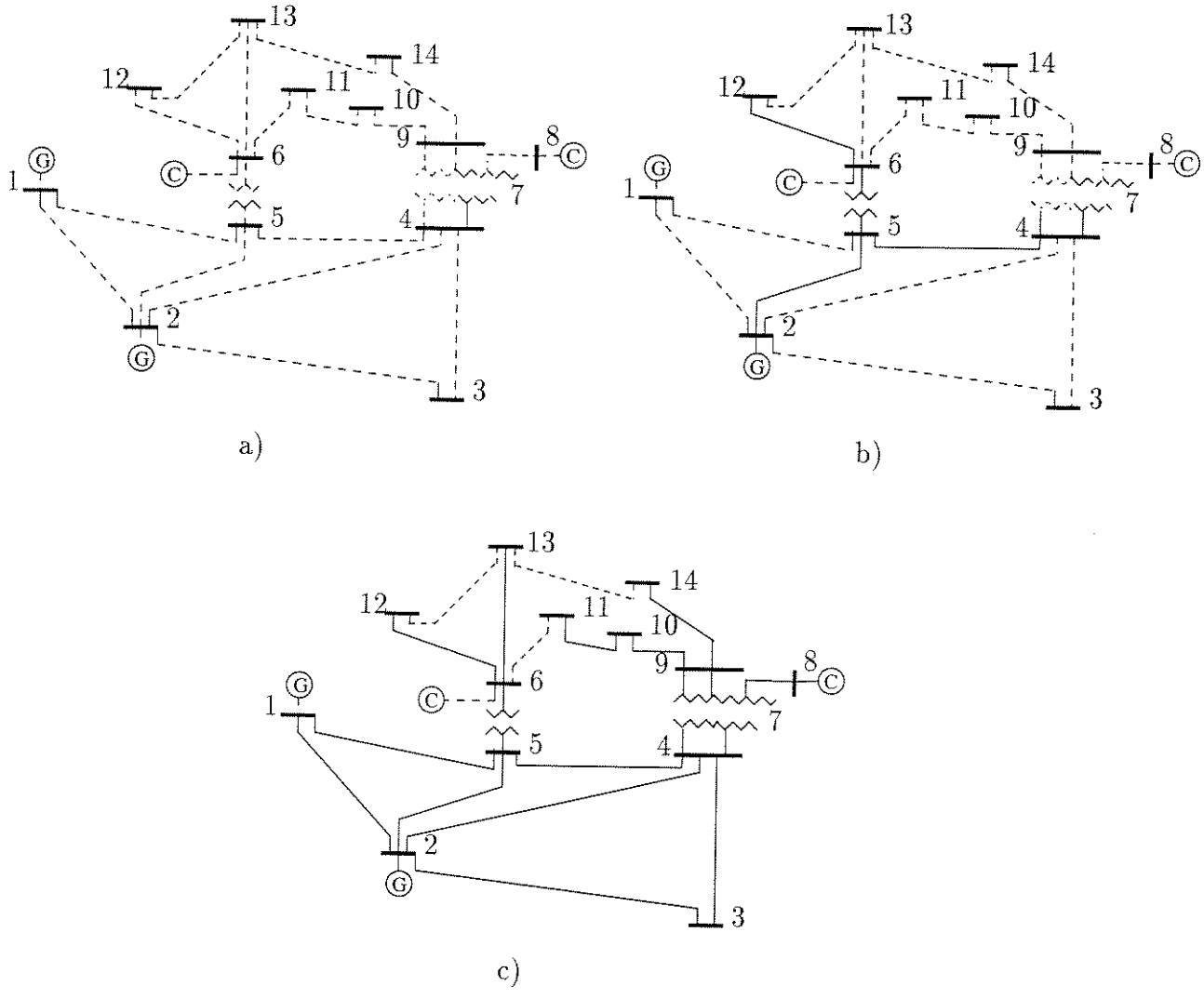


Figura 4.6: Processo de recomposição do sistema IEEE-14: a) sistema fora de operação; b) solução do primeiro estágio e c) solução do segundo estágio

Solução de restauração				
Barra	Tensão ($p.u.$)	Ângulo (^{o})	P (MW)	Q ($MVAr$)
2	1,00	0,0	56,12	6,26
4	0,95	-6,9	-47,80	3,90
5	0,96	-5,6	0,00	0,00
6	1,01	-6,4	0,00	-6,00
12	1,00	-7,2	-6,10	-1,60

Tabela 4.25: Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema IEEE-14

Solução do segundo estágio	
Barras em atividade	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14
Geradores em atividade	1 e 2
Barras fora de atividade	–
Ramos em atividade	2-5 4-5 5-6 6-12 1-2 2-3 3-4 4-7 7-8 7-9 6-13 9-10 9-14 10-11 1-5 2-4
Ramos com fluxo no limite	–
Ramos fora de atividade	4-9 6-11 12-13 13-14

Tabela 4.26: Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema IEEE-14

Solução de restauração				
Barra	Tensão ($p.u.$)	Ângulo (^{o})	P (MW)	Q ($MVAr$)
1	1,00	0,0	193,02	-21,45
2	0,99	-4,6	58,04	50,00
3	0,96	-13,6	-94,20	21,00
4	0,95	-10,7	-47,80	3,90
5	0,96	-8,8	-7,60	-1,60
6	1,00	-13,2	-11,20	-0,66
7	0,93	-18,3	0,00	0,00
8	0,93	-18,3	0,00	24,00
9	0,89	-22,7	-29,50	-16,60
10	0,88	-23,3	-9,00	-5,80
11	0,87	-23,7	-3,50	-1,80
12	0,99	-14,0	-6,10	-1,60
13	0,98	-14,0	-13,50	-5,80
14	0,85	-25,2	-14,90	-5,00

Tabela 4.27: Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema IEEE-14

4.4.4 Sistema SB-810

No primeiro teste que será apresentado para esta rede, considerou-se novamente que o blecaute ocorreu em todo o sistema e também que o mesmo não danificou nenhum de seus componentes estando, portanto, todos disponíveis para serem reconectados à operação. Antes da execução do Método III foi estabelecido que a recomposição do sistema deveria ocorrer em 2 estágios. No primeiro estágio o objetivo foi atender novamente a apenas 2 cargas importantes situadas em grandes cidades do sudeste brasileiro (especificamente parte das cargas das cidades de Belo Horizonte e São Paulo), totalizando 1027 MW. No segundo e último estágio o objetivo foi a normalização do fornecimento de energia para todas as cargas instaladas no sistema, o que corresponde a aproximadamente 40000 MW.

Na solução deste problema, a parte ativa do primeiro estágio foi resolvida apenas com a utilização do bloco de inicialização baseado no modelo alternativo de FCCC, tal como em outros testes efetuados. Na parte reativa houve o acréscimo de um equipamento para a manutenção de um perfil reativo adequado na solução. Já no segundo estágio, além da necessidade do bloco do algoritmo baseado em PL e FCCC, houve o acréscimo de outros equipamentos ao sistema visando a melhoria de seu perfil reativo. A tabela 4.28 contém um resumo do processo geral de solução.

Detalhando mais a solução deste problema tem-se que, na solução do primeiro estágio,

Obtenção da solução	
Subproblema ativo	
Cálculos de FCCC alternativo	1209
Cálculos de PL	15
Número de restrições de transmissão no último cálculo de PL	2
Valor final do somatório dos módulos dos fluxos de potência ativa em ramos fictícios ($p.u.$)	0,000301
Número de barras incluídas na configuração	760
Número de ramos incluídos na configuração	1223
Subproblema reativo	
Perfil de módulos de tensão ($p.u.$)	0,80 a 1,20
Número de equipamentos alocados	6

Tabela 4.28: Resumo do processo de solução – sistema SB-810

a configuração de sistema obtida consistiu em 2 sub-redes (designadas como A e B) em operação independente, o que é esperado em planos de restauração que consideram cargas prioritárias geograficamente distantes. As tabelas 4.29 a 4.31 mostram a solução obtida para o primeiro estágio, incluindo uma descrição resumida de cada sub-rede determinada. A figura 4.7 mostra, dentro de uma parte do mapa geográfico do Brasil, a topologia do sistema objetivo determinado.

Solução do primeiro estágio	
Número de barras em atividade	13
Número de geradores em atividade	4
Barras fora de atividade	797
Número de ramos em atividade	11
Ramos com fluxo no limite	0
Ramos fora de atividade	1229

Tabela 4.29: Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema SB-810

Prosseguindo com a descrição dos resultados para este teste, tem-se a solução do segundo estágio do problema. A tabela 4.32 contém as injeções de potência ativa, em cada gerador do sistema, determinadas pelo último cálculo do modelo alternativo de FCCC efetuado na etapa de inicialização do Método III. Para efeito de comparação foram incluídas também as capacidades máximas de geração (P_g^{max}) de cada unidade do sistema. Na tabela 4.33 são mostradas mais informações sobre a solução do segundo estágio do

Solução do primeiro estágio - sub-rede A	
Número de barras	3
Número de ramos	2
Número de geradores em atividade	1
Potência ativa da carga prioritária	526,00 MW

Tabela 4.30: Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema SB-810

Solução do primeiro estágio - sub-rede B	
Número de barras	10
Número de ramos	9
Número de geradores em atividade	3
Potência ativa da carga prioritária	501,00 MW

Tabela 4.31: Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema SB-810

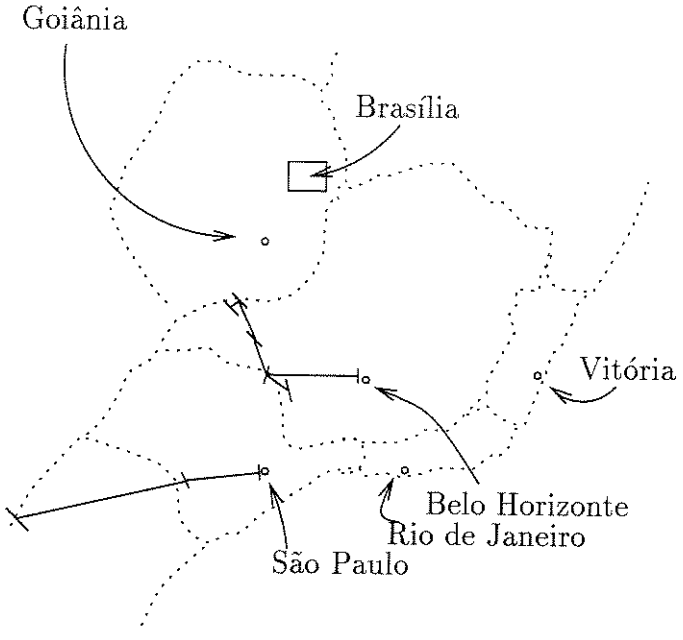


Figura 4.7: Solução obtida para o primeiro estágio – parte do sistema SB-810

problema. Devido à grande quantidade de carga que deve ser atendida, a configuração obtida como solução se aproxima do sistema elétrico original. Na obtenção desta solução, a exemplo de outros testes, o bloco de inicialização forneceu uma solução (com 747 barras e 1198 ramos) que foi aprimorada pela etapa baseada em PL e FCCC para a solução do subproblema ativo, neste caso com o acréscimo de 14 ramos ao sistema.

Em outro teste realizado para este sistema, considerou-se as mesmas condições iniciais existentes no teste anterior e definiu-se, como requisito para a solução, que o processo de recomposição do sistema deveria acontecer em 2 estágios. No estágio inicial, tem-se como objetivo o atendimento integral das cargas de grande porte situadas em 11 barras do sistema. Estas cargas somadas equivalem a aproximadamente 7000 MW e localizam-se na cidade de São Paulo. Já no último estágio determinou-se como objetivo o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica para uma demanda de aproximadamente 37500 MW. (Para este estágio, algumas cargas consideradas prioritárias no último estágio do teste anterior foram consideradas não prioritárias.)

Quando este problema foi resolvido com o Método III foi determinada uma rede conexa composta de 107 barras e 130 ramos para o primeiro estágio do processo. Neste caso não houve necessidade de cálculos de PL na solução do subproblema ativo e, também, não houve acréscimo de equipamentos no sistema durante a verificação do perfil reativo da rede configurada. Para solucionar o segundo estágio, o método obteve um sistema elétrico formado por 731 barras e 1154 ramos, através de cálculos do modelo alternativo de FCCC e de soluções de PL no subproblema ativo e da alocação de novos equipamentos na solução do aspecto reativo do problema. As tabelas 4.34 a 4.36 contêm respectivamente um resumo do processo geral de solução e informações sobre as configurações determinadas para a solução de cada estágio.

No terceiro teste apresentado para este sistema, solucionou-se um problema que dificilmente corresponderia à realidade de uma necessidade de restauração da rede, mas que é bastante ilustrativo no sentido de evidenciar a capacidade do Método III aqui desenvolvido. Foi novamente definido que ocorreu um blecaute geral na rede e que para restaurá-la pode-se utilizar a totalidade de seus equipamentos. Também foi definido que a recomposição deveria ser feita em um único estágio sendo as cargas prioritárias situadas em 5 barras geograficamente distantes. Estas cargas são todas de pequeno porte e foram escolhidas dentre todas as barras do sistema, tendo como única condição para escolha a necessidade de cada barra prioritária localizar-se na rede administrada por uma das diferentes companhias concessionárias participantes do sistema interligado.

A solução da parte ativa deste problema foi, a exemplo do primeiro estágio do teste anteriormente descrito, obtida exclusivamente através da parte do algoritmo baseada no modelo alternativo de FCCC, uma vez que não houve necessidade de cálculos de PL. Na solução do subproblema reativo houve acréscimo de 2 equipamentos no sistema objetivo determinado. A tabela 4.37 mostra um resumo do processo de solução.

Solução do segundo estágio					
Gerador	P_g $(p.u.)$	P_g^{max} $(p.u.)$	Gerador	P_g $(p.u.)$	P_g^{max} $(p.u.)$
16	0,55210	0,57000	501	11,63494	18,75000
21	2,82920	4,72500	503	2,35182	3,00000
30	0,99371	1,50000	504	2,01943	2,55000
41	4,31079	6,75000	505	2,54558	3,72000
43	1,57485	2,68500	509	5,84645	9,00000
83	1,05427	1,68000	510	50,54982	50,00000
84	2,47127	4,00000	608	0,89394	1,03500
89	1,27420	1,89000	609	0,16027	0,27000
135	0,09971	0,10500	610	12,31391	18,60000
149	0,14616	0,16000	611	3,08438	4,20000
165	0,07287	0,07500	612	1,28736	1,47000
170	0,28829	0,30000	614	0,43794	0,91500
186	0,05165	0,06000	615	2,98255	4,05000
244	0,08715	0,10500	616	4,84589	8,70000
256	0,08971	0,09000	617	0,83940	1,14000
263	11,37527	20,00000	619	21,02951	33,00000
267	2,36502	3,33000	620	1,18344	1,38000
272	0,49068	0,58500	622	10,22263	16,20000
331	5,32826	10,12500	623	1,44341	2,10000
332	6,20379	11,25000	624	0,63298	0,75000
343	0,68351	0,90000	625	1,19354	1,47000
344	1,00190	1,35000	626	9,21271	16,50000
345	1,21193	1,80000	627	2,23982	2,77500
346	2,18177	3,30000	628	1,70665	3,37500
347	3,46932	4,72500	630	5,03340	8,10000
348	2,16492	3,00000	631	3,34951	6,37500
349	3,60132	8,10000	632	3,53223	4,35000
350	7,83207	14,10000	728	3,73758	3,52500
352	8,40988	16,50000	730	1,57506	1,50000
353	6,15976	10,80000	732	4,65175	4,42500
354	10,40626	16,20000	754	3,52941	5,55000
355	6,38721	10,12500	755	7,27472	11,86500
379	3,77124	4,72500	756	0,87984	1,35000
464	0,12069	0,15000	758	1,42545	1,24500
465	0,23370	0,30000	759	3,99702	5,28000
482	9,99426	8,07000	763	2,53613	5,79000
491	9,35268	12,00000	764	3,98179	4,96500
492	4,03849	2,92500	768	1,30622	1,33500
493	12,15615	13,98000	770	10,41734	21,00000
496	36,96924	66,00000	771	4,87921	4,96500
499	12,65834	27,00000	775	3,21639	4,83000

Tabela 4.32: Resultados fornecidos pelo modelo de FCCC alternativo, durante solução do segundo estágio – sistema SB-810

Solução do segundo estágio	
Barras em atividade	760
Geradores em atividade	82
Barras fora de atividade	50
Ramos em atividade	1223
Ramos com fluxo no limite	–
Ramos fora de atividade	117

Tabela 4.33: Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema SB-810

Obtenção da solução	
Subproblema ativo	
Cálculos de FCCC alternativo	1147
Cálculos de PL	8
Número de restrições de transmissão no último cálculo de PL	1
Valor final do somatório dos módulos dos fluxos de potência ativa em ramos fictícios ($p.u.$)	0,000892
Número de barras incluídas na configuração	731
Número de ramos incluídos na configuração	1154
Subproblema reativo	
Perfil de módulos de tensão ($p.u.$)	0,80 a 1,20
Número de equipamentos alocados	2

Tabela 4.34: Resumo do processo de solução – sistema SB-810

Solução do primeiro estágio	
Número de barras em atividade	107
Número de geradores em atividade	24
Barras fora de atividade	713
Número de ramos em atividade	130
Ramos com fluxo no limite	–
Ramos fora de atividade	1310

Tabela 4.35: Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema SB-810

Solução do segundo estágio	
Barras em atividade	731
Geradores em atividade	82
Barras fora de atividade	79
Ramos em atividade	1154
Ramos com fluxo no limite	–
Ramos fora de atividade	186

Tabela 4.36: Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema SB-810

Obtenção da solução	
Subproblema ativo	
Cálculos de FCCC alternativo	35
Cálculos de PL	0
Valor final do somatório dos módulos dos fluxos de potência ativa em ramos fictícios ($p.u.$)	0,004692
Número de barras incluídas na configuração	39
Número de ramos incluídos na configuração	34
Subproblema reativo	
Perfil de módulos de tensão ($p.u.$)	0,80 a 1,20
Número de equipamentos alocados	2

Tabela 4.37: Resumo do processo de solução – sistema SB-810

Na solução obtida existem 5 sub-redes, todas em operação independente, cada uma possuidora de uma configuração radial onde um gerador atende à demanda da carga prioritária. A tabela 4.38 mostra mais detalhes da solução e as tabelas 4.39 a 4.43 contêm dados da topologia de cada uma das 5 sub-redes obtidas, sendo as mesmas identificadas como A, B, C, D e E. Na figura 4.8 é mostrado um esquema com as 5 sub-redes existentes, onde são identificadas as localizações de cada carga prioritária.

Solução do primeiro estágio	
Número de barras em atividade	39
Número de geradores em atividade	5
Barras fora de atividade	781
Número de ramos em atividade	34
Ramos com fluxo no limite	–
Ramos fora de atividade	1306

Tabela 4.38: Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema SB-810

Solução do primeiro estágio - sub-rede A	
Número de barras	5
Número de ramos	4
Número de geradores em atividade	1
Potência ativa da carga prioritária	36,5 MW

Tabela 4.39: Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema SB-810

Solução do primeiro estágio - sub-rede B	
Número de barras	8
Número de ramos	7
Número de geradores em atividade	1
Potência ativa da carga prioritária	12,8 MW

Tabela 4.40: Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema SB-810

Solução do primeiro estágio - sub-rede C	
Número de barras	4
Número de ramos	3
Número de geradores em atividade	1
Potência ativa da carga prioritária	48,9 MW

Tabela 4.41: Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema SB-810

Solução do primeiro estágio - sub-rede D	
Número de barras	13
Número de ramos	12
Número de geradores em atividade	1
Potência ativa da carga prioritária	4,80 MW

Tabela 4.42: Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema SB-810

Solução do primeiro estágio - sub-rede E	
Número de barras	9
Número de ramos	8
Número de geradores em atividade	1
Potência ativa da carga prioritária	16,4 MW

Tabela 4.43: Resultados fornecidos pelo Método III para o sistema SB-810

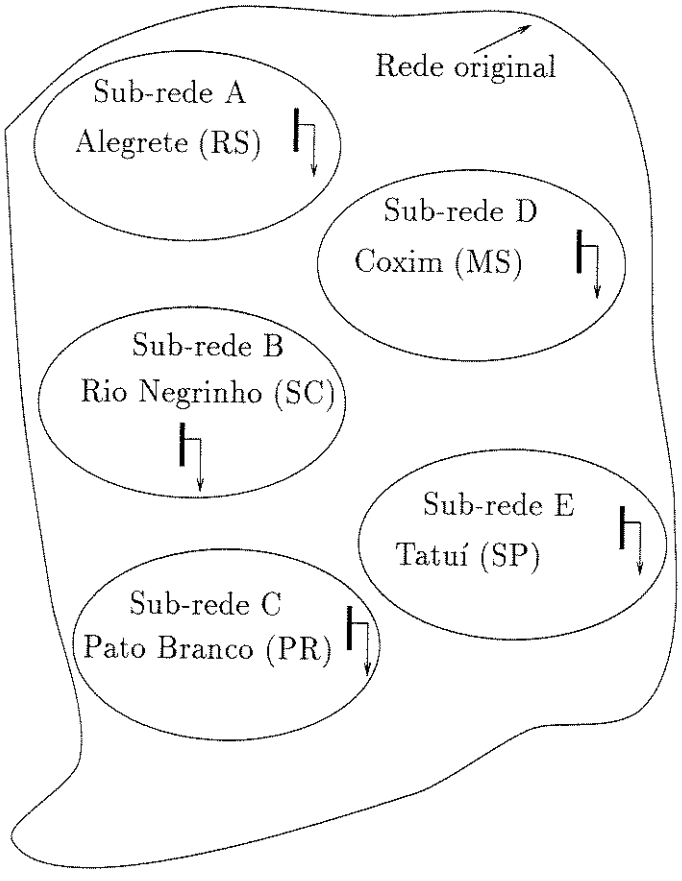


Figura 4.8: Solução obtida para o primeiro estágio – 5 ilhas independentes no sistema SB-810

4.5 Análise dos resultados

Nas seções anteriores foram apresentados alguns dos muitos testes efetuados com a metodologia desenvolvida ao longo deste trabalho. O primeiro ponto que merece destaque nesta seção de análise de resultados é um ponto comum a todos os três métodos: o modelo π fictício, ou seja, a expansão do conceito de rede fictícia descrita no Capítulo 2. Conforme visto, esta expansão foi realizada para possibilitar a representação integral dos parâmetros de equipamentos fora de operação, utilizando as idéias básicas do conceito de rede fictícia: a conexidade constante da rede elétrica e a manutenção na rede fictícia da mesma relação entre parâmetros de equipamentos existente na rede elétrica original. É importante notar que, devido à forma de utilização da rede fictícia, é natural a existência, em grande parte da duração dos processos de solução desenvolvidos, de matrizes compostas por parâmetros reais e fictícios representando respectivamente equipamentos participantes dos sistemas objetivo determinados e os não integrantes destes sistemas. Devido às diferenças entre os valores dos parâmetros, a existência deste tipo de matrizes pode ser considerada um risco para a estabilidade numérica dos processos de solução. Porém, os resultados obtidos mostram que a utilização do modelo acima citado não levou a problemas de instabilidade numérica durante os testes realizados.

Um aspecto muito importante a destacar é o bom funcionamento de todos os três métodos desenvolvidos para a solução do problema considerado, tanto em simulações realizadas com sistemas de teste como naquelas efetuadas para sistemas reais e de grande porte. Note-se que a exploração de semelhanças existentes entre os aspectos ativo e reativo do problema enfocado e, respectivamente, os problemas de planejamento da expansão e de planejamento reativo de sistemas de energia elétrica, uma das idéias básicas do presente trabalho, mostrou-se completamente adequada aos objetivos desejados. A metodologia elaborada é de base heurística e, na mesma, as formulações de PL foram utilizadas de forma a garantir o respeito a limites operativos de equipamentos e, destaque-se, devido à dificuldade de aplicação da formulação geral do problema de RSP como um problema de otimização, descrita no Capítulo 2, para a tentativa de obter soluções de melhor qualidade do que as que seriam obtidas por sistemas exclusivamente baseados em regras de conhecimento, específicas para cada sistema analisado. Nas soluções obtidas, obviamente existem os efeitos decorrentes das linearizações efetuadas na modelagem desenvolvida para o tratamento do problema. Considera-se que estes efeitos são "custos" impostos pela decisão de utilizar uma formulação capaz de fornecer resultados em um período de tempo que deve ser compatível com uma situação real e crítica onde existem inúmeros consumidores privados do fornecimento de energia elétrica. Verificando-se os resultados obtidos, percebe-se que em todos os testes realizados o número de equipamentos existentes nas propostas para planos de restauração obtidas foi sempre menor do que o número total de equipamentos instalados nos sistemas. Pode-se dizer que este fato era esperado, pois normalmente os sistemas de potência são projetados para operar com uma certa margem

de segurança. Tem-se como um exemplo desta prática a aplicação do critério conhecido como $n-1$, onde desde a etapa de planejamento se exige que a rede seja capaz de operar em condição segura com a ausência de um de seus componentes.

Prosseguindo com esta análise, deve-se destacar o desempenho dos procedimentos de inicialização baseados nos modelos convencional e alternativo de FCCC, presentes respectivamente nos métodos II e III. Conforme visto na descrição dos testes, estes blocos apresentaram um desempenho altamente satisfatório, principalmente para estágios iniciais de problemas, onde o total de carga prioritária a atender costuma ser consideravelmente menor do que a demanda total instalada em um sistema. No caso do Método II, verificou-se que o final do processo de inicialização, determinado pela satisfação do critério de parada baseado em sucessivas comparações do valor do somatório dos módulos das diferenças angulares sobre ramos, corresponde à existência de uma rede conexa no sistema de transmissão que é sintetizado para a determinação do sistema objetivo. O mesmo acontece na etapa inicial do Método III, alicerçada no modelo de FCCC alternativo, onde a determinação de um sistema conexo é decorrente da condição de que o somatório dos módulos de fluxos de potência ativa sobre ramos fictícios seja desprezível. Merece ainda destaque a simplicidade com que o modelo determina quais os geradores, e a injeção de potência ativa necessária em cada um destes, para os diferentes cenários de restauração estudados. Resumidamente pode-se dizer que no Método III as soluções são obtidas por dois blocos que interagem: um baseado em cálculos de FCCC alternativo e outro em soluções de PL. Pode-se dizer, ainda, que o bloco de inicialização possui capacidade para solucionar estágios iniciais de problemas e que, para estágios finais, o mesmo fornece soluções iniciais excelentes para a etapa que utiliza PL. A figura 4.9 a seguir mostra esquematicamente esta divisão conceitual da parte do modelo desenvolvida para tratar do aspecto ativo do problema considerado.

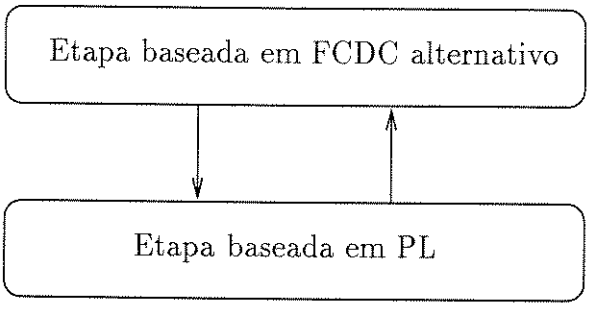


Figura 4.9: Visão esquemática da primeira parte do método III

Comparando-se, nos testes apresentados, os processos de solução dos subproblemas ativo e reativo de cada estágio de restauração, percebe-se que há uma forte tendência para que as configurações de redes determinadas para a solução do aspecto ativo sejam

consideradas aptas para solucionar também o aspecto reativo dos sistemas. A principal justificativa para isto vem do fato de que as principais fontes de potência reativa em um sistema são os geradores e as linhas de transmissão – os principais elementos presentes nas soluções determinadas para o aspecto ativo do problema e, também, de uma certa flexibilidade na tomada de decisão sobre a viabilidade das soluções obtidas. Outro fato importante é que, ao longo deste trabalho, constatou-se que os modelos linearizados, como o FCCC, fornecem soluções de maior qualidade para o aspecto ativo de uma rede do que para seu aspecto reativo, sendo um exemplo disto as diferenças normalmente verificadas para módulos de tensões entre as faixas permitidas em cálculos de despacho reativo e soluções de FCAC. (Esta é a origem do esquema conhecido como programação linear sucessiva na solução do problema de planejamento reativo.) Deve-se destacar, também, que o objetivo maior deste trabalho é a determinação, de uma forma rápida e confiável, de configurações de sistemas para restauração viáveis do ponto de vista estático de operação. Assim, na medida do possível, foram evitadas formulações, modelos e algoritmos que levassem a tempos de processamento excessivamente elevados para os objetivos do presente trabalho.

Para uma comparação direta dos desempenhos apresentados pelos três métodos desenvolvidos, considere-se o cenário onde o objetivo é o atendimento integral dos consumidores instalados no sistema IEEE-30. Este cenário é o existente no primeiro teste descrito na subseção 4.2.1, no teste apresentado na subseção 4.3.1 e no segundo estágio do problema solucionado na subseção 4.4.2 anterior. Analisando-se os resultados descritos nos conjuntos de tabelas 4.2 e 4.3, 4.9 e 4.10, 4.21 e 4.22, percebe-se a grande semelhança existente entre os mesmos. Embora os sistemas objetivo determinados sejam similares, é importante notar que nos métodos II e III o esforço computacional demandado para obte-los é menor do que aquele existente no Método I. As diferenças entre as soluções obtidas nos vários testes realizados são mais visíveis quando são comparados os resultados para casos em que o total de carga prioritária é menor do que o total de carga instalada na rede a restaurar. Verificando-se, por exemplo, os resultados para os testes em que são prioritárias somente as cargas das barras 14 e 30 do sistema IEEE-30 (segundo teste do item 4.2.1 e primeiro estágio do teste apresentado em 4.4.2 – tabelas 4.5, 4.6, 4.19, 4.20 e figuras 4.3 e 4.5) um fato muito importante pode ser percebido: as configurações de sistema obtidas são diferentes. Nos resultados fornecidos pelo Método I se percebe que os dois geradores da rede estão em atividade (isto ocorre devido ao limite de transmissão de potência no ramo 1–2, que força a redução no nível de geração na barra 1 e a conseqüente entrada em operação do gerador da barra 2), que as cargas situadas nas barras de número 5 e 7 são atendidas, cabendo notar que estas cargas não são prioritárias, que a barra 5 contém a maior carga do sistema e que há um total de 11 ramos em atividade. Por outro lado, na solução fornecida pelo Método III há apenas um gerador em funcionamento, não existem ramos operando com sua capacidade máxima de transmissão e o total de ramos em atividade é de 8. A explicação para estas diferenças está na formulação de cada um

dos métodos. Para o Método I, cujo funcionamento é muito dependente de cálculos de PL, se todos os geradores possuem o mesmo custo de operação, o primeiro gerador encontrado no banco de dados tende a ser utilizado até o seu limite máximo. Também devido à formulação de PL, e especificamente à existência de faixas de operação para as barras de carga, é que acontece o atendimento imprevisto de cargas não prioritárias. Já no caso do Método III, a solução obtida com atendimento exclusivo das cargas prioritárias e com um número menor de ramos em operação é uma conseqüência da escolha inicial do gerador da barra 2, realizada pelo bloco baseado no modelo alternativo de FCCC. Deve-se notar que, de certa maneira, através de critérios elétricos este método compensa o fato de o número de manobras necessárias para a construção do sistema objetivo não estar modelado explicitamente na formulação adotada. Partindo-se dos diversos resultados semelhantes a estes obtidos ao longo do trabalho, pode-se concluir que o Método III apresentou os resultados mais adequados para a determinação de planos de restauração.

Outro aspecto a ser salientado é que o objetivo deste trabalho de obter uma tarefa computacional para o apoio a processos de restauração de sistemas de potência capaz de operar em modo *on line* foi atingido. Verificou-se ao longo dos testes que a utilização de idéias básicas da área de expansão de sistemas, desde que aliadas a técnicas que levem a métodos eficientes, tais como o uso de blocos inicializadores e do esquema de PL Dual, possibilita a aplicação dos métodos desenvolvidos em ambientes com restrições para o tempo de determinação das soluções, como no caso dos atuais centros de controle de energia elétrica. Para fornecer uma visão do aspecto de tempos de processamento, as tabelas 4.44 a 4.46 a seguir mostram tempos médios de execução do Método III, quando de sua aplicação para os três testes apresentados para o sistema SB-810.

Tempos de processamento – sistema SB-810	
Etapa	Tempo (s)
Primeiro estágio	
Subproblema ativo	0,71
Subproblema reativo	9,99
Segundo estágio	
Subproblema ativo	57,91
Subproblema reativo	7,99
Tempo total	77,18

Tabela 4.44: Tempos de processamento para o sistema SB-810 com o Método III - 1o teste

Escolheu-se apresentar tempos de processamento obtidos com o sistema SB-810 porque com redes de menor porte existe dificuldade para a verificação do real desempenho de um mecanismo de análise. Ao longo deste trabalho os métodos I e II foram utilizados também

Tempos de processamento – sistema SB-810	
Etapa	Tempo (s)
Primeiro estágio	
Subproblema ativo	5,73
Subproblema reativo	9,41
Segundo estágio	
Subproblema ativo	46,92
Subproblema reativo	7,95
Tempo total	71,58

Tabela 4.45: Tempos de processamento para o sistema SB-810 com o Método III - 2º teste

Tempos de processamento – sistema SB-810	
Etapa	Tempo (s)
Primeiro estágio	
Subproblema ativo	1,66
Subproblema reativo	9,52
Tempo total	12,36

Tabela 4.46: Tempos de processamento para o sistema SB-810 com o Método III - 3º teste

para simulações com redes de grande porte, que não foram descritas. De forma geral pode-se afirmar que os tempos de processamento obtidos com o método III o definem como aquele de melhor desempenho neste aspecto. Quando são comparados os métodos I e III, o melhor desempenho deste último deve-se a redução significativa do número de cálculos de PL necessários para a solução de um problema. Esta redução é menor quando comparam-se os métodos II e III, mas, neste caso, o método III apresenta a vantagem de ser o único capaz de resolver o aspecto ativo do problema enfocado sem a necessidade de cálculos de PL.

Capítulo 5

Conclusões

Neste capítulo serão relatadas as principais conclusões obtidas através do presente trabalho e também serão descritos alguns dos desenvolvimentos futuros que podem ser elaborados.

Tomando por base os resultados apresentados e a análise dos mesmos vista no capítulo anterior, pode-se concluir que a metodologia desenvolvida determina satisfatoriamente soluções para o problema de obtenção de sistemas objetivo para processos de restauração após blecautes de sistemas de energia elétrica. Assim sendo os métodos elaborados podem ser de grande utilidade nos atuais centros de controle de sistemas de energia elétrica, através de sua implementação em tarefas computacionais dedicadas à recomposição de sistemas executadas em modo *on line* ou também como elemento de apoio para procedimentos de estudos de planos de restauração, podendo neste último caso substituir sistemáticas baseadas em tentativa e erro que atualmente são adotadas em diversas companhias energéticas.

Resumidamente, pode-se definir o resultado do trabalho como um conjunto de métodos de base heurística, que determina configurações de sistemas considerando seus aspectos ativo e reativo em tempo compatível com uma situação crítica de falta de fornecimento de energia elétrica, capaz de solucionar diferentes estágios de um mesmo problema de recomposição e, ainda, onde os principais limites operativos dos sistemas são respeitados. A característica de fornecimento de soluções em períodos pequenos de tempo é que proporciona a já mencionada possibilidade de aplicação em modo *on line* da abordagem proposta. Na metodologia desenvolvida, devido à inviabilidade da aplicação de formulações matematicamente mais complexas, utiliza-se programação linear visando a obtenção de soluções com maior qualidade do que aquelas determinadas por métodos integralmente baseados em regras de conhecimento. Deve-se realçar também que no conjunto de métodos elaborados, o método III, baseado em programação linear e no modelo alternativo para o cálculo linearizado de fluxo de potência, foi o que apresentou melhores

resultados. Este fato deriva de suas características de eficiência que perimitiram, conforme observado, que resultados fossem determinados com um número de soluções de PL menor do que o necessário nos outros dois métodos desenvolvidos.

Outro ponto muito importante é a generalidade da abordagem desenvolvida. Pode-se afirmar que os elementos fundamentais utilizados na construção dos métodos são comuns a qualquer rede de energia elétrica de grande porte e, também, que os únicos requisitos para a aplicação da metodologia a um sistema de potência são o conhecimento de seus parâmetros e a determinação do valor de poucas constantes de tolerância necessárias para a aplicação dos métodos. Desta forma a tarefa de analisar diferentes redes, ou de diferentes cenários possíveis em um mesmo sistema, é executada de forma bastante simples com a metodologia aqui apresentada.

Assim sendo, os principais objetivos a que este trabalho se propos foram plenamente satisfeitos pois a determinação de sistemas objetivo, capazes de atender cargas definidas como prioritárias nas redes que precisam ser restauradas, considera: o fato do problema ser multi-estágio, os aspectos ativos e reativos dos sistemas de energia elétrica e os principais limites operativos destas redes. Também foram satisfeitos os objetivos referentes à necessidade de soluções rápidas e à busca de uma metodologia genérica.

Além do cumprimento dos objetivos propostos, também deseja-se destacar outras três contribuições à pesquisa em engenharia elétrica oriundas deste trabalho. A primeira delas é o sucesso da idéia de aplicar ao problema de restauração de sistemas de potência técnicas já conhecidas e de comprovada eficiência na solução dos problemas de planejamento da expansão de sistemas de transmissão e de planejamento reativo em sistemas de energia elétrica. Em segundo lugar, o modelo alternativo para o cálculo linearizado de fluxo de potência, que pode ser útil em diversas outras aplicações na área de análise de sistemas de potência. E, como terceira contribuição, o modelo denominado de π fictício, cuja aplicação é possível em todos os casos onde houver necessidade de representação dos principais parâmetros de equipamentos de um sistema que, por algum motivo, estejam fora de operação.

Neste trabalho foi solucionado um dos subproblemas fundamentais do problema de restauração de sistemas de potência. A própria complexidade deste problema serve como um excelente indicativo para os desenvolvimentos futuros que podem ser acrescentados à metodologia desenvolvida. Assim, um prolongamento natural deste trabalho é a consideração de outros aspectos do problema, logicamente tendo como ponto de partida as configurações de sistemas obtidas com a presente metodologia. Alguns exemplos destas possibilidades são: a consideração do aspecto dinâmico do processo de recomposição de uma rede elétrica de grande porte através de cálculos de estabilidade, a inclusão de mais variáveis na modelagem desenvolvida, idealmente com manutenção da eficiência computacional necessária para cálculos em tempo real, e a consideração de características dos geradores instalados em uma rede no que diz respeito à sua seqüência de partida e capa-

cidade de assumir ou rejeitar carga.

Finalmente, serão listados vários outros desenvolvimentos futuros do presente trabalho previstos e considerados possíveis.

Pretende-se elaborar versões da metodologia desenvolvida adequadas para a utilização de processamento paralelo ou distribuído na solução de problemas de restauração, explorando assim o elevado grau natural de paralelismo que existe no problema enfocado devido à freqüente ocorrência de divisões dos sistemas em diversas sub-redes, conforme visto neste trabalho.

Será considerada para a solução do problema a utilização de outras técnicas de análise empregadas com sucesso na solução do problema de planejamento da expansão de sistemas de transmissão, como a Decomposição de Benders e os algoritmos de otimização combinatorial (tais como os algoritmos genéticos). Sendo neste caso esperado o desenvolvimento de abordagens adequadas para o problema de planejamento da restauração de sistemas.

Planeja-se efetuar a incorporação de uma interface gráfica amigável para usuários das tarefas computacionais desenvolvidas para a restauração de sistemas de energia elétrica, o que elevará o nível de qualidade das mesmas.

Também será verificada a possibilidade do desenvolvimento de um modelo não linear de cálculo de fluxo de potência que utilize a hipótese básica do modelo alternativo de FCCC, proposto neste trabalho.

Bibliografia

[Adibi e cols., 1987a] Adibi, M., Clelland, P., Fink, L., Happ, H., Kafka, R., Raine, J., Scheurer, D., Trefny, F., "Power System Restoration - a Task Force Report", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 2, May 1987, pp. 271-277.

[Adibi e cols., 1987b] Adibi, M., Borkoski, J., Kafka, R., "Power System Restoration - the Second Task Force Report", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 2, n 4, November 87, pp. 927-933.

[Adibi e cols., 1992a] Adibi, M., Fink, L., Andrews, C., Arsanjani, F., Lanier, M., Miller, J., Volkman, T., Wrubel, J., "Special Considerations in Power System Restoration", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 7, n 4, November 1992, pp. 1419-1427.

[Adibi e cols., 1992b] Adibi, M., Fink, L., Giri, J., Kirschen , D., Shahidehpour, S., Zaborsky, J., "New Approaches in Power System Restoration", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 7, n 4, November 1992, pp. 1428-1434.

[Adibi e cols., 1994a] Adibi, M., Borkoski, J., Kafka, R., "Analytical Tools Requirements for Power System Restoration", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 9, n 3, August 1994, pp. 1582-1591.

[Adibi e cols., 1994b] Adibi, M., Kafka, R., Milanicz, D., "Expert System Requirements for Power System Restoration", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 9, n 3, August 1994, pp. 1592-1600.

[Adibi e cols., 1995a] Adibi, M., Adamsky, G., Jenkins, R., Gill,P., "Nuclear Plant Requirements During Power System Restoration ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 10, n 3, August 1995, pp. 1486-1491.

[Adibi e cols., 1995b] Adibi, M., Milanicz, D., "Protective System Issues During Restoration", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 10, n 3, August 1995, pp. 1492-1497.

[Adibi e cols., 1996] Adibi, M., Milanicz, D., Volkman, T., "Remote Cranking of Steam Electric Stations", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 11, n 3, August 1996, pp. 1613-1618.

[Ancona, 1995] Ancona, J., "A Framework for Power System Restoration Following a Major Power Failure ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 10, n 3, August 1995, pp. 1480-1485.

[Bazaraa, 1990] Bazaraa, M., Jarvis, J., Sherali, H., Linear Programming and Network Flows, John Wiley & Sons, New York, 1990.

[Bertsekas, 1987] Bertsekas, D., Dynamic Programming, Prentice-Hall, Englewood, 1987.

[Canto dos Santos e Garcia, 1995] Canto dos Santos, J., Garcia, A. V., "Análise de Segurança Estática em Sistemas de Potência: Tratamento de Contingências que Causam Desconexões", Anais do *XI. Congreso Chileno de Ingeniería Eléctrica*, Punta Arenas - Chile, 1995, pp. A29-A34.

[Canto dos Santos e Garcia, 1997a] Canto dos Santos, J. V., Garcia, A. V., "Restauração de Sistemas de Potência Após Blecautes: um Modelo Baseado em Programação Linear", Anais do *XII Congreso Chileno de Ingeniería Eléctrica*, Temuco - Chile, 1997, pp. 147-152.

[Canto dos Santos e Garcia, 1997b] Canto dos Santos, J. V., Garcia, A. V., "Um Método Para Restaurar Sistemas de Potência Após Blecautes Considerando Cargas Prioritárias", Anais do III Congresso Latino-americano: Geração e Transmissão de Energia Elétrica, Campos do Jordão – Brasil, 1997, pp. 659-664.

[Canto dos Santos e Garcia, 1998a] Canto dos Santos, J. V., Garcia, A. V., "Um Modelo Alternativo Para o Cálculo de Fluxo de Potência Linearizado", Anais do XII Congresso Brasileiro de Automática, Uberlândia – Brasil, 1998, pp. 1961-1966.

[Canto dos Santos e Garcia, 1998b] Canto dos Santos, J. V., Garcia, A. V., "Tratamiento de Contingencias que Causan Desconexiones en Sistemas de Potencia", aceito para publicação em *Información Tecnologica – CIT*, Vol 9, n 6, Noviembre / Diciembre 1998.

[Carpentier, 1986] Carpentier, J., "CRIC, a New Active Reactive Decupling Process in Load Flows, Optimal Power Flow and System Control", Proc. IFAC Conference on Power Systems and Power Plan Control, Beinjing, China, 1986, pp.65-70.

[Carpentier e cols., 1993] Carpentier, J.L., Di Bono, P.J., Tournebise,P.J., "Improved Efficient Bounding Method for DC Contingency Analysis Using Reciprocity Properties", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 9, n 1, February 1994, pp. 76-84.

[CPFL, 1984] CPFL / COS / DO, "Relatório da Perturbação de 18/04/1984", Relatório técnico.

[Fink e cols., 1995] Fink, L., Liou, K., Liu, C., "From Generic Restoration Actions to Specific Restoration Strategies", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 10, n 2, May 1995, pp. 745-752.

[Fountas e cols., 1997] Fountas, N., Hatziargyriou, N., Valavanis, K., "Hierarchical Time-extended Petri Nets as a Generic Tool for Power System Restoration", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 12, n 2, May 1997, pp. 837-843.

[Freris e Sasson, 1968] Freris, L., Sasson, A., "Investigation of the Load Flow Problem", Proceedings of IEE, Vol 115, n 10, October 1968, pp. 1459-1470.

[Friedlander, 1976] Friedlander, G., "The Great Blackout of '65", IEEE Spectrum, October 1976, pp. 83-87.

[Gaing e cols., 1996] Gaing, Z., Lu, C., Chang, B.Çheng, C., "An Object-oriented Approach for Implementing Power System Restoration Package", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 11, n 1, February 1996, pp. 483-489.

[Galiana, 1984] Galiana, F., "Bound Estimates of the Severity of the Line Outages in Power System Contingency Analysis and Ranking", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol 103, n 9, September 1984, pp. 2612-2622.

[Garfinkel, 1972] Garfinkel, R., Nemhauser, G., Integer Programming, John Wiley & Sons, New York, 1972.

[Garver, 1970] Garver, L. "Transmission Network Estimation Using Linear Programming", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol 89, n 7, September - October 1970, pp. 1688-1697.

[GCOI, 1984] GCOI / SCEL / GTP-S, "Análise de Perturbação no Sistema Interligado - Sul-sudeste – 18/04/1984", Relatório técnico.

[GCOI, 1992] GCOI / SCEL / GTPO / GTP / CASM, "Análise das Perturbações no Período de 15/10/92 à 20/10/92 Envolvendo o Sistema de Suprimento a ENERSUL", Relatório técnico.

[Goderya e cols., 1980] Goderya, F. Metwally, A., Mansour, O., "Fast detection and identification of islands in power networks", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol 99, January 1980, pp.217-221.

[Hadley, 1964] Hadley, G., Nonlinear and Dynamic Programming, Addison-Wesley, Reading, 1964.

[Higashi e cols., 1994] Higashi, S., Sogawa, J., Nakata, K., Maruyama, A., Hibi, A., Fukui, C., "Development of the Advanced Intelligent Restoration Guidance System for a Control Center", Proceedings of ISAP - 1994, pp. 731-738.

[Hotta e cols., 1990] Hotta, K., Nomura, H., Takemoto, H., Suzuki, K., Nakamura, S., Fukui, S., "Implementation of a Real-time Expert System for a Restoration Guide in a Dispatching Center", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 5, n 3, August 1990, pp. 1032-1038.

[Huang e cols., 1991] Huang, J., Galiana, F., Vuong., G., "Power System Restoration Incorporating Interactive Graphics and Optimization", Proceedings of the 1991 IEEE Power Industry Computer Applications Conference.

[Huang e cols., 1995] Huang, J., Audette, L., Harrison, S., "A Systematic Method for Power System Restoration Planning", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 10, n 2, May 1995, pp. 869-875.

[Kafka e cols., 1981] Kafka, R., Penders, D., Bouchey, S., Adibi, M., "System Restoration Plan for a Metropolitan Electric System", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol 100, n 8, August 81, pp. 3703-3713.

[Kafka e cols., 1982] Kafka, R., Penders, D., Bouchey, S., Adibi, M., "Role of Interactive and Control Computers in the Development of a System Restoration Plan", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol 101, n 1, January 82, pp. 43-52.

[Kirschen e Volkman, 1991] Kirschen, D., Volkman, T., "Guiding a Power System Restoration with an Expert System", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 6, n 2, May 1991, pp 558-566.

[Kojima e cols., 1989a] Kojima, Y., Warashina, S., Nakamura, S., Matsumoto, K., "Development of a Guidance Method for Power System Restoration", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 4, n 3, August 89, pp. 1219-1227.

[Kojima e cols., 1989b] Kojima, Y., Warashina, S., Kato, M., Watanabe, H., "The Development of Power System Restortion Method For a Bulk Power System by Applying Knowledge Engineering Techniques', IEEE Transactions on Power Systems, Vol 4, n 3, August 89, pp. 1228-1235.

[Konig e cols., 1994] Konig, S., Mohr, L., Krost, G., Rumpel, D., Spanel, U., "An Expert System in Training Power System Restoration at the Stadtwerke Duisburg AG", Proceedings of ISAP - 1994, pp. 631-638.

[Kostic e cols., 1997] Kostic, T., Cherkaoui, R., Germond, A., Pruvot, P., "Decison Aid Function for Restoration of Transmission Power Systems: Conceptual Design and

Real Time Considerations", Proceedings of the 1997 IEEE Power Industry Computer Applications Conference.

[Liou e cols., 1995] Liou, K., Liu, C., Chu, R., "Tie Line Utilization During Power System Restoration", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 10, n 5, February 1995, pp. 192-199.

[Liu e cols., 1988] Liu, C., Lee, S., Venkata, S., "An Expert System Operational Aid for Restoration and Loss Reduction of Distribution Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 3, n 2, May 88, pp. 619-626.

[Mantovani, 1987] Mantovani, J., "Planejamento de Reativos em Sistemas de Energia Elétrica Utilizando um Modelo Implicitamente Acoplado", Tese de Mestrado, UNICAMP, 1987.

[Mantovani e Garcia, 1996] Mantovani, J., Garcia, A. V., "A Heuristic Method for Reactive Power Planning", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 11, n 1, February 1996, pp. 68-74.

[Matsumoto e cols., 1992] Matsumoto, K., Sakaguchi, T., Kafka, R., Adibi, M., "Knowledge-Based Systems as Operational Aids in Power Systems Restoration", Proceedings of the IEEE, Vol 80, n 5, May 1992, pp 689-697.

[Miu e cols., 1997] Miu, K., Chiang, H., Yuan, B., Darling, G. "Fast Service Restoration for Large-Scale Distribution Systems with Priority Customers and Constraints", Proceedings of the 1997 IEEE Power Industry Computer Applications Conference.

[Miyazaki e cols., 1994] Miyazaki, M., Ishige, H., Yoshida, H., Asano, T., Soyama, T., Kato, M., "The Development of a Restoration Support System for Application to Large-scale Bulk Power Networks", Proceedings of ISAP - 1994, pp. 717-724.

[Mondon e cols., 1991] Mondon, E., Heilbronn, B., Harmand, Y., Paillet, O., Fargier, H., "Mars: an Aid for Network Restoration After Local Disturbance", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 7, n 2, May 1992, pp. 850-855.

[Monticelli, 1975] Monticelli, A., "Expansão de Sistemas Elétricos de Potência: Um Algoritmo Para o Planejamento do Sistema de Transmissão", Tese de Doutorado, UNICAMP, 1975.

[Monticelli e cols., 1982] Monticelli, A., Santos, A., Pereira, M., Cunha, S., Parker, B., Praça, J., "Interactive Transmission Network Planning Using a Least-Effort Criterion", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol 101, n 10, October 1982, pp 3919-3925.

[Monticelli, 1983] Monticelli, A.J., Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica, Edgard Blucher, São Paulo, 1983.

[Monticelli e Wu, 1985a] Monticelli, A., Wu, F., "Network observability: theory", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol 104, May 1985, pp. 1042-1048.

[Monticelli e Wu, 1985b] Monticelli, A., Wu, F., "Network observability: identification of observable islands and measurement placement", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol 104, May 1985, pp. 1035-1041.

[Monticelli e cols., 1990] Monticelli, A., Garcia, A., Saavedra, O., "Fast Decupled Load Flow: Hypothesis, Derivations and Testing", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 5, n 4, November 1990, pp. 1425-1431.

[Murtagh e Saunders, 1992] Murtagh, B., Saunders, M., MINOS 5.4 Release Notes, Systems Optimization Laboratory - Stanford University, Stanford, 1992.

[Nagata e cols. 1995] Nagata, T., Sasaki, H., Yokoyama, R., "Power Sistem Restoration by Joint Usage of Exper System and Mathematical Programming Approach", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 10, n 3, August 1995, pp. 1473-1479.

[Park e Lee, 1997] Park, Y., Lee, K.,"Application of Expert System to Power System Restoration in Sub-control Center", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 12, n 2, May 1997, pp. 629-635.

[Pereira e cols., 1985] Pereira, M., Pinto, L., Cunha, S., Oliveira, G., "A Decomposition Approach to Automated Generation / Transmission Expansion Planning", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol 104, n 11 November 1985, pp. 3074-3083.

[Prais e cols., 1988] Prais, M., Bose, A., "A Topology Processor that Tracks Network Modifications Over Time", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 3, August 1988, pp. 992-998.

[Rafian e cols., 1996] Rafian, M., Sigari, P., Kirschen, D., Silverman, S., Hamlin, R., Bednarik, R., "Evaluating a Restoration Tool Using Consolidated Edison's Training Simulator", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 11, n 3, August 1996, pp 1636-1642.

[Romero, 1993] Romero, R. "Um Método de Decomposição para Planejamento a Longo Prazo de Sistemas de Transmissão", Tese de Doutorado, UNICAMP, 1993.

[Romero e cols., 1996] Romero, R., Gallego, R., Monticelli, A., "Transmission System Expansion Planning by Simulated Annealing", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 11, n 1, February 1996, pp 364-369.

[Ross e cols., 1994] Ross, H., Zhu, N., Giri, J., Kindel, B.,"An AGC Implementation for System Islanding and Restoration Conditions", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 9, n 3, August 1994, pp 1399-1410.

[Salkin, 1975] Salkin, H., Integer Programming, Addison-Wesley, Reading, 1975.

[Sakaguchi e Matsumoto, 1983] Sakaguchi, T., Matsumoto, K., "Development of a Knowledge Based System for Power System Restoration", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol 102, n 2, February 1983, pp 320-329.

[Shah e Shahidehpour, 1989] Shah, S., Shahidehpour, S., "A Heuristic Approach to Load Shedding Scheme", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 4, n 4, October 89, pp. 1421-1429.

[Shimakura e cols., 1991] Shimakura, K., Iganaki, J., Matsunoki, Y., Ito, M., Fukui, S., Hori, S., "A Knowledge-based Method for Making Restoration Plan of Bulk Power System", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 7, n 2, May 1992, pp. 914-920.

[Shinohara e cols., 1996] Shinohara, J., Kunugi, M., Nagata, J., Kozakai, I., Saito, H., "Knowledge-based Behaviour Interface: Its Application to Power Network Restoration Support System", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 11, n 1, February 1996, pp. 383-389.

[Sinburguer e Hubert, 1981] Sinburguer, E., Hubert, F., "Low Voltage Bulk Power Restoration Simulation", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol 100, n 11, November 1981, pp. 4479-4484.

[Stott e Alsac, 1974] Stott, B., Alsac, O. "Fast Decoupled Load Flow", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol 93, May / June 1974, pp. 859-869.

[Stott e Hobson, 1978a] Stott, B., Hobson, H., "Power System Security Control Calculations Using Linear Programming, Part I", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol 97, September - October, 1978.

[Stott e Hobson, 1978b] Stott, B., Hobson, H., "Power System Security Control Calculations Using Linear Programming, Part II", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol 97, September - October, 1978.

[Stott e Marinho, 1979] Stott, B., Marinho, J., "Linear Programming for Power System Network Security Applications", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol 98, May - June, 1979.

[Stott e cols., 1987] Stott, B., Alsaç, O., Monticelli, A. "Security Analysis and Optimization", Proceedings of the IEEE, Vol 75, n. 12, December 1987, pp. 1623-1644.

[Vassel, 1991] Vassel, G. "Northeast Blackout of 1965", IEEE Power Engineering Review, January 1991, pp. 4-8.

[Villanasa e cols., 1985] Villanasa, R., Garver, L., Salon, S., "Transmission Network Planning Using Linear Programming", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol 104, n 2, February 1985, pp. 349-356.

[Voropai e cols., 1994] Voropai, N., Krol, A., Novorussky, V., "Intelligent Tools for Supporting Operator's Decisions on Interconnection Restoration After a Major Disturbance", Proceedings of ISAP - 1994, pp. 801-807.

[Wilson e Zarakas, 1978] Wilson, G., Zarakas, P., "Anatomy of a Blackout", IEEE Spectrum, February 78, pp. 38-46.

[Wilson, 1996a] Wilson, J., "System Restoration Guidelines: How to Set-Up, Conduct, and Evaluate a Drill" , IEEE Transactions on Power Systems, Vol 11, n 3, August 1996, pp 1619-1629.

[Wilson, 1996b] Wilson, J., "Power System Restoration Training Questionnaire Results", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 11, n 3, August 1996, pp 1630-1635.

[Wolfram, 1992] Wolfram, S., Mathematica - a System for Doing Mathematics by Computer, Addison-Wesley, Reading Massachusetts, 1992.

[Wollemberg e Sakaguchi, 1987] Wollemberg, B., Sakaguchi, T., "Artificial Intelligence in Power System Operations", Proceedings of the IEEE, Vol 75, n. 12, December 1987, pp. 1678-1685.

[Wu e Monticelli, 1988] Wu, F., Monticelli, A., "Analytical Tools for Power System Restoration – Conceptual Design", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 3, n 1, February 1988, pp 10-16.

[Wu e cols., 1997] Wu, J., Liu, C., Liou, K., Chu, R., "A Petri Net Algorithm for Scheduling of Generic Restoration Actions", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 12, n 1, February 1997, pp 69-76.

[Yehsakul e cols., 1995] Yehsakul, P., Dabbaghchi, I., "A topology-based algorithm for tracking network connectivity", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 10, n 1, February 1995, pp 339-346.

[Zollenkopf, 1970] Zollenkopf, K., "Bi-factorization Basic Computational Algorithm and Programming Techniques". In Reid, J., Large Sparse Sets of Linear Equations, Academic Press, London, 1971, pp. 75-96. (Conference of Institute of Mathematics and Its Applicattions, Oxford, 1970).

Apêndice A

Dados utilizados

Neste apêndice estão incluídos os dados referentes ao sistema IEEE-30 utilizados neste trabalho e que não são encontrados no artigo de [Freris e Sasson, 1968]. Os demais dados utilizados para este sistema são os existentes no referido artigo.

A tabela A.1 contém os limites que correspondem às capacidades máximas dos dois geradores da rede. Já a tabela A.2 contém os limites máximos para fluxo de potência ativa nos ramos do sistema.

Sistema IEEE-30: dados de barras	
Barra	Limite (MW)
1	350,00
2	100,00

Tabela A.1: Limites de geração para o sistema IEEE-30

Sistema IEEE-30: dados de ramos	
Ramo	Limite (MW)
1 – 2	130,00
1 – 3	130,00
2 – 4	65,00
3 – 4	130,00
2 – 5	300,00
2 – 6	65,00
4 – 6	90,00
5 – 7	200,00
6 – 7	200,00
6 – 8	40,00
6 – 9	65,00
6 – 10	32,00
9 – 11	65,00
9 – 10	65,00
4 – 12	100,00
12 – 13	65,00
12 – 14	32,00
12 – 15	60,00
12 – 16	32,00
14 – 15	16,00
16 – 17	16,00
15 – 18	16,00
18 – 19	16,00
19 – 20	32,00
10 – 20	32,00
10 – 17	32,00
10 – 21	40,00
10 – 22	32,00
21 – 22	32,00
15 – 23	40,00
22 – 24	40,00
23 – 24	40,00
24 – 25	16,00
25 – 26	16,00
25 – 27	65,00
27 – 28	20,00
27 – 29	16,00
27 – 30	16,00
29 – 30	32,00
8 – 28	32,00
6 – 28	32,00

Tabela A.2: Limites de transmissão para o sistema IEEE-30

Apêndice B

Detalhes do uso de PL

Neste apêndice serão fornecidos alguns detalhes de como foram obtidas as soluções de problemas de programação linear ao longo deste trabalho através do sistema MINOS, versão 5.4– [Murtagh e Saunders, 1992]. A principal característica desta versão do MINOS é a possibilidade de sua utilização através da chamada de sub-rotinas (escritas em *Fortran*) sendo que a mais importante destas é a sub-rotina *minoss* que permite que dados de um problema sejam transferidos para o MINOS através da passagem de parâmetros, não havendo portanto a necessidade de leitura de arquivo para esta finalidade. A figura B.1 mostra um trecho de um código fonte onde é feita a chamada para esta sub-rotina.

```
c
c
c
      call minoss( \c{C}old', m, n, nb, ne, nname,
     *           nncon, nnobj, nnjac,
     *           iobj, objadd, names,
     *           a, ha, ka, bl, bu, name1, name2,
     *           hs, xn, pi, rc,
     *           inform, mincor, ns, ninf, sinf, obj,
     *           z, nwcore )
c
c
c
```

Figura B.1: Trecho de programa para solução de PL

A seguir será explicado o significado de cada uma das variáveis mostradas na figura B.1. Quando o conteúdo descrito referir-se a saída de informações, portanto após o cálculo de um PL, isto será mencionado. Caso contrário fica definido que são variáveis somente de entrada para o sistema.

Cold - Corresponde, neste exemplo, ao valor assumido pela variável *start*. É o tipo de partida utilizado pelo MINOS para resolver um problema, sendo que existem também os tipos $Basisfile$, $Warm$, Hot e $HotFHS$.

m - É o número total de restrições. Para problemas de PL corresponde ao número de linhas na matriz A.

n - É o número de variáveis de controle de um problema, corresponde portanto ao número de colunas na matriz A.

nb - Parâmetro definido pela soma dos parâmetros m e n.

ne - Número de coeficientes não nulos da matriz A.

nname - Número de nomes para colunas e linhas presentes nos vetores *name*1 e *name*2. Se o valor de *nname* for unitário não existem nomes específicos e nomes genéricos são usados na solução impressa.

nncon - Número de restrições não lineares, portanto nulo em casos de PL.

nnobj - Número de variáveis objetivo não lineares, nulo em casos de PL.

nnjac - Número de variáveis jacobianas não lineares, se $nncon = 0$ então $nnjac = 0$.

iobj - Esta variável indica qual das linhas de A é livre e contém um vetor objetivo linear c.

objadd - Serve para a introdução de um valor constante que pode ser adicionado à função objetivo.

names - Este vetor contém nomes (com 8 caracteres) para o problema, a função objetivo, o vetor b (do sistema $Ax = b$), faixas de tolerância e limites. (A existência deste vetor é um resquício de versões anteriores do sistema.)

a - Este vetor, de dimensão ne, contém a matriz de coeficientes A armazenada na forma de coluna, considerando-se a possível esparsidade da matriz.

ha - Este vetor contém o índice de linha de cada coeficiente não nulo de A.

ka - É um vetor que contém apontadores para as posições de a e de ha correspondentes ao começo de colunas da matriz. Deve-se impor que $ka(1) = 1$ e que $ka(n+1) = ne+1$. (Note-se que os vetores a, ha e ka juntamente com o contador ne formam um sistema simples (uma vez que não existe encadeamento) de exploração da esparsidade da matriz original A.

bl - Vetor, de dimensão nb, que contém os limites inferiores para o conjunto de variáveis de controle x e de variáveis de folga (*slacks*) s. Os primeiros n valores em bl referem-se as variáveis x e os últimos m valores referem-se ao conjunto s. (Esta regra também é válida para os vetores bu, hs e xn que serão vistos em seqüência.)

bu - Vetor que contém os limites superiores para as variáveis x e também para o conjunto s. Juntamente com o vetor bl é de fundamental importância pois ambos armazenam todos os limites das restrições do problema a ser resolvido.

$name1$ - Vetor que pode ser usado para atribuição de nomes as linhas e as colunas da matriz referente ao problema.

$name2$ - Este vetor tem a mesma função de $name1$.

hs - Este vetor, também de dimensão nb, pode conter informações sobre o estado inicial das variáveis, quando o mesmo é conhecido. Após a solução do problema, é o vetor final de estados que contém informações sobre a situação (não básica, básica, etc) de cada variável.

xn - Este vetor pode conter informações sobre o valor inicial do conjunto de variáveis de controle x e também do conjunto das variáveis de folga s. Após a chamada da rotina passa a conter a solução do problema: valores das variáveis x e também das variáveis de folga s.

pi - Vetor de dimensão m que pode conter uma estimativa inicial do vetor dos multiplicadores de Lagrange para restrições não lineares. Após a solução do problema é o vetor de variáveis duais π.

rc - Após o problema ter sido resolvido é o vetor de custos reduzidos, definido por $g - (AI)^T\pi$. Onde g é o gradiente da função objetivo.

$inform$ - Após a sub-rotina *minoss* ter sido chamada, esta variável contém uma informação geral sobre a situação do problema. Por exemplo o valor 0 significa que a solução ótima foi encontrada e o valor 1 que o problema é infactível – note-se que várias outras situações são possíveis.

$mincor$ - Esta variável informa quanto armazenamento foi necessário para solucionar o problema, caso a solução tenha sido obtida.

ns - Variável relacionada com o tipo de partida que está sendo utilizado. Após a solução é o número final de variáveis superbásicas.

ninf - É o número de infactibilidades existentes na solução fornecida pelo MINOS.

sinf - é a soma dos valores das infactibilidades acima mencionadas.

obj - Após a chamada de *minoss* é o valor da função objetivo.

z - É o vetor de trabalho do MINOS.

nwcore - A finalidade desta variável é conter a dimensão do vetor de trabalho *z*.

Apêndice C

Publicações

Neste apêndice estão incluídas as principais publicações, todas submetidas a processos de revisão, geradas pelo presente trabalho até o momento. Estas publicações são listadas a seguir.

- Artigo "Restauração de Sistemas de Potência Após Blecautes: um Modelo Baseado em Programação Linear", publicado nos Anais do *XII Congreso Chileno de Ingeniería Eléctrica*, Temuco – Chile, 1997, pp. 147-152.
- Artigo "Um Método Para Restaurar Sistemas de Potência Após Blecautes Considerando Cargas Prioritárias", publicado nos Anais do III Congresso Latino-americano: Geração e Transmissão de Energia Elétrica, Campos do Jordão – Brasil, 1997, pp. 659-664.
- Artigo "Um Modelo Alternativo Para o Cálculo de Fluxo de Potência Linearizado", publicado nos Anais do XII Congresso Brasileiro de Automática, Uberlândia – Brasil, 1998, pp. 1961-1966.
- Artigo "Tratamiento de Contingencias que Causan Desconexiones en Sistemas de Potencia", aceito para publicação na revista *Información Tecnologica – CIT*, Vol 9, n 6, Noviembre / Diciembre 1998.

RESTAURAÇÃO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA APÓS BLECAUTES: UM MODELO BASEADO EM PROGRAMAÇÃO LINEAR

José V. Canto dos Santos Ariovaldo V. Garcia
DSEE - FEEC - UNICAMP
Caixa Postal 6101
13081-970 Campinas - SP - Brasil
zeca@dsee.fee.unicamp.br ari@dsee.fee.unicamp.br

RESUMO

A Restauração de Sistemas de Potência tem recebido destaque nos últimos anos devido ao crescimento da complexidade dos sistemas e aos grandes prejuízos causados por blecautes. Neste trabalho é apresentado um modelo baseado em Programação Linear para restauração de sistemas. O modelo possibilita a determinação, após um blecaute, de novas configurações dos sistemas onde, considerando o aspecto ativo do problema, cargas prioritárias são atendidas e limites de operação respeitados. São apresentados resultados obtidos com um sistema real brasileiro.

ABSTRACT

The Power System Restoration has received special attention during last years, mainly due to the complexity growing in power systems and also due to the effects of large blackouts. This work presents an LP based model to perform the power system restoration after a blackout using the active power - anglelinear model $(P - \theta)$. New system configurations are obtained depending on priorities loads definition and considering network and sources constraints. Results with real systems are presented.

Keywords: Power System Restoration, Linear Programming.

1. INTRODUÇÃO

Ultimamente aconteceram blecautes em grandes áreas no sudeste brasileiro e na costa oeste norte americana. Estes fatos mostram que a ocorrência de blecautes em sistemas de energia elétrica é uma possibilidade real, mesmo quando os sistemas possuem centros de controle modernos. É desnecessário lembrar que os prejuízos causados às sociedades por esses incidentes são extremamente grandes. Como o contínuo crescimento da complexidade dos sistemas e o aumento do consumo de energia elétrica fazem aumentar o risco de blecautes, é fundamental que os atuais centros de controle dos sistemas estejam preparados para tais eventos. É devido a esse contexto que o estudo da Restauração de Sistemas de Potência tem recebido especial atenção nos últimos anos.

Na literatura sobre o assunto encontram-se basicamente duas abordagens propostas para o tema de restauração: o emprego de técnicas de Inteligência Artificial (IA) e o uso de técnicas de otimização (ou Programação Matemática). As abordagens do problema baseadas em IA são numerosas, onde destaca-se o desenvolvimento de sistemas especialistas para o apoio à tomada de decisão dos operadores dos sistemas quando a restauração se faz necessária – alguns exemplos são os trabalhos referenciados em [1] a [4]. É interessante notar que o trabalho de Sakaguchi e Matsumoto – [1] data de 1983 e foi uma das primeiras propostas de aplicação de sistemas especialistas na análise de sistemas de potência. Nesse tipo de abordagem, há um ponto comum em várias propostas que é a utilização da experiência que os operadores possuem sobre os sistemas para a determinação das regras de conhecimento a serem utilizadas nos sistemas especialistas. Assim, acredita-se que os métodos deste tipo tendem a ser dependentes dos sistemas para os quais foram desenvolvidos. Isto é: existe uma tendência para que as soluções de restauração fornecidas por um sistema especialista sejam válidas para um sistema elétrico específico, e não para outras redes elétricas de potência.

A utilização de técnicas de otimização para o problema de restauração foi proposta em um número menor de trabalhos, destacando-se os referidos em [5], [6] e [7]. Segundo Wu e Monticelli – [5] o problema de restauração de sistemas pode ser definido, do ponto de vista de otimização, como um problema não linear com restrições, combinatorial, multiestágio e multiobjetivo e, também neste trabalho são sugeridos diferentes tipos de Programação Matemática para os vários aspectos do problema e, ainda, define-se o cálculo de fluxo de potência como o principal meio para a solução do problema. Já no artigo de Nagata et al. – [7] o problema

da obtenção da rede necessária para restauração é formulado como um problema de Programação Inteira Mista, o que geralmente implica em tempos de processamento elevados. É importante ressaltar que se o objetivo de um método é a determinação em tempo real de uma forma de restaurar um sistema, a formulação adotada deve permitir a solução do problema em um período compatível com uma situação crítica onde existem consumidores sem fornecimento de energia elétrica. Este é um requisito fundamental para a formulação do problema mesmo com os computadores hoje existentes.

Existem também várias outras publicações que enfocam somente particularidades do problema. Em [8], por exemplo, são descritos entre outros os problemas de processamento de alarmes e da seqüência de chaveamentos a ser adotada durante o processo de restauração de um sistema de potência.

Neste trabalho é apresentado um modelo para Restauração de Sistemas de Potência baseado em otimização em que, devido a necessidade de eficiência computacional, o problema é formulado como um problema de Programação Linear (PL). Nesse modelo é considerada apenas a parte ativa do problema, sendo que o tratamento desenvolvido para a parte reativa do problema de restauração está descrito em outro trabalho, ainda a ser publicado – [9].

2. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Resolver o problema de Restauração de Sistemas de Potência significa determinar a melhor forma de conduzir um sistema de um estado onde, devido a contingências graves, sua integridade está prejudicada a outro onde cargas consideradas prioritárias sejam atendidas e limites de operação respeitados. A restrição mais importante a ser considerada é o intervalo de tempo durante o qual consumidores ficam sem energia. O problema é bastante complexo devido ao grande número de fatores envolvidos tanto no aspecto estático como no aspecto dinâmico do problema – durante o processo de restauração a topologia da rede muda constantemente. Quando acontece um blecaute em um sistema é bastante freqüente a ocorrência da separação (ilhamento) do mesmo em diversos subsistemas (ilhas) devido a perda de interligações. A Figura 2.1 ilustra esquematicamente esta situação onde, após um blecaute, as sub-redes mostradas passam a operar de forma independente e as linhas tracejadas representam as interligações perdidas.

Para a restauração de sistemas que estão com sua integridade comprometida é necessário o cumprimento de alguns requisitos fundamentais, sendo os principais:

- Localização e escalonamento dos recursos de geração disponíveis. As condições dos geradores, bem como a seqüência de partida dos mesmos deve ser considerada.
- Reconstrução do sistema de transmissão, onde deve-se definir os equipamentos que serão religados e a seqüência de chaveamentos a ser adotada.
- Determinação de níveis de prioridade de cargas. Isto é deve-se determinar a ordem cronológica de atendimento dos consumidores, de acordo com a disponibilidade de recursos.
- Verificação de estabilidade, inicialmente para cada subsistema e, no final do processo de restauração, para reintegração da rede (manutenção de sincronismo).

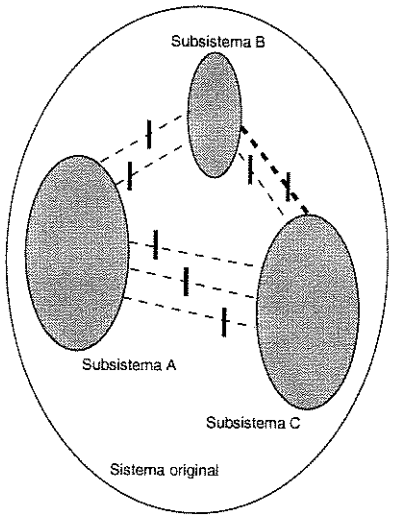


Figura 2.1 Sistema desconexo devido a blecaute

Para a satisfação destes requisitos são muitos os fatores a serem considerados e é precisamente isto que torna o problema complexo. Entre esses fatores estão a capacidade de transmissão de potência em linhas, os limites de operação de transformadores e os limites para injeções de potência reativa em geradores.

A abordagem para restauração apresentada neste trabalho tem como ponto de partida o sistema (ou parte dele) fora de operação. Os eventos que levaram o sistema para a condição de blecaute não são levados em consideração. Para tratar de partes desconexas do sistema utiliza-se o conceito de rede fictícia. Assim, cada ramo do sistema que está fora de operação é substituído por um ramo fictício com impedância artifi-

cialmente elevada. Isto possibilita que a rede analisada seja sempre conexa (não havendo, portanto, matrizes singulares nos cálculos necessários) além de permitir a verificação de caminhos por onde há necessidade de fluxo de potência. Este conceito foi proposto originalmente para o problema de planejamento da expansão de sistemas de transmissão - [10], onde é feita a superposição de reatâncias fictícias às reatâncias originais do sistema. Neste trabalho as reatâncias fictícias são obtidas pela multiplicação das reatâncias originais por 1×10^4.

O modelo apresentado neste trabalho considera somente a parte ativa do problema e explora as semelhanças existentes entre os problemas de Restauração de Sistemas e o de Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão. Em ambos os problemas tem-se o sistema em um estado inicial com partes fora de operação e são conhecidos os requisitos (restrições) para a configuração final e os recursos (equipamentos) disponíveis. O problema de restauração é formulado como um problema de Programação Linear (PL) com função objetivo definida como sendo o custo associado ao não atendimento de cargas prioritárias. As restrições consideram balanço de potência e limites para injeções em barras e para fluxos de potência nos ramos do sistema. A formulação, semelhante a de despacho econômico de potência ativa, é descrita a seguir:

$$Min\ C'P \tag{1}$$

sujeito a:

$$\sum_{i=1}^{nb} P_{g_i} - P_{c_i} = 0 \tag{2}$$

$$P^{min} \leq P \leq P^{max} \tag{3}$$

$$P_{km}^{min} \leq P_{km} \leq P_{km}^{max} \tag{4}$$

Onde:
nb – número de barras do sistema,
C – custos (' - indica transposição),
P – injeções de potência ativa,
P_{g_i}, P_{c_i} – potência ativa (gerada ou consumida) na barra i,
P^{min}, P^{max} – limites mínimos e máximos para injeções,
$P_{km}, P_{km}^{min}, P_{km}^{max}$ – fluxos de potência ativa e limites mínimos e máximos para estes fluxos.

Esta formulação é bastante adequada para o problema de restauração uma vez que condições típicas de um sistema no estado restaurativo são facilmente representadas. A situação dos geradores do sistema é modelada através de custos e de limites. Assim, por exemplo, um gerador sem condições de serviço pode receber limites nulos ou custo elevado. O mesmo acontece na modelagem do sistema de transmissão onde um equipamento sem condições de operação pode ser representado por um ramo com limites de fluxo de potência nulos. Já a consideração de níveis de prioridade de cargas, por sua vez, também é facilmente realizada através da atribuição de custos para cada barra, diferenciados de acordo com o grau de prioridade das mesmas. É importante notar que assim, de uma maneira eficiente e precisa, são considerados vários dos requisitos fundamentais para a solução do problema.

Utilizando a formulação de PL descrita, foram desenvolvidos dois métodos onde, com a execução sucessiva de cálculos de PL, de fluxos de potência linearizados - FCCC, descrito em [10] - e de religamentos de ramos obtém-se uma rede em que, considerando somente o aspecto ativo do problema, cargas prioritárias são atendidas e limites de operação respeitados. Conforme mencionando no Capítulo 1 deste trabalho, a expansão do modelo descrito para enfocar também a parte reativa do problema está apresentada em [9].

3. ABORDAGEM PROPOSTA

A seguir é descrito o algoritmo do primeiro método desenvolvido.

i- Definição de escala de prioridade no atendimento de cargas.

ii- Preparação de dados. Definem-se custos de não atendimento de cargas segundo sua prioridade – são atribuídos custos maiores para as cargas mais prioritárias. Substituição dos parâmetros de reatância dos ramos fora de operação por parâmetros fictícios. Consideram-se abertos os limites para fluxo de potência ativa nos ramos fictícios do sistema.

iii- Cálculo de PL – equações (1) a (4).

iv- Verificação do critério de parada. (1) As cargas prioritárias são atendidas? (2) O somatório dos módulos dos fluxos de potência ativa na rede fictícia é desprezível? Caso negativo para alguma das condições ir para *v*. Caso positivo para as duas condições está obtida a solução para a parte ativa do problema, fim.

v- Alocação do equipamento correspondente ao ramo fictício mais carregado na última solução obtida. Quando um ramo é alocado (ou religado) a reatância fictícia é substituída pela original e são impostos os limites reais de operação do ramo. Voltar para *iii*.

O segundo método desenvolvido é derivado do primeiro e visa a redução do número de cálculos de PL. Seu algoritmo está descrito a seguir.

i- Definição de escala de prioridade no atendimento de cargas.

ii- Preparação de dados. Definem-se custos de não atendimento de cargas segundo sua prioridade – são atribuídos custos maiores para as cargas mais prioritárias. Substituição dos parâmetros de

reatância dos ramos fora de operação por parâmetros fictícios. Consideram-se abertos os limites para fluxo de potência ativa nos ramos fictícios do sistema.

iii- Cálculo de PL – equações (1) a (4) – e do somatório dos módulos das aberturas angulares dos ramos: $\sum|\theta_{km}| = \sum_{i=1}^{nl}|\theta_k - \theta_m|$ sendo nl o número de ramos do sistema e θ_k e θ_m os ângulos de tensão nas barras terminais do ramo i.

iv- Alocação do equipamento correspondente ao ramo fictício mais carregado na última solução obtida. Quando um ramo é alocado (ou religado) a reatância fictícia é substituída pela original e são impostos os limites reais de operação.

v- Cálculo de um FCCC e de $\sum|\theta_{km}|$.

vi- Verificação do $\sum|\theta_{km}|$ atual. Se o mesmo for consideravelmente menor que o $\sum|\theta_{km}|$ prévio ir para *vii*, caso negativo voltar para *iv* (Critério A).

vii- Cálculo de PL – equações (1) a (4).

viii- Verificação do critério de parada. (1) As cargas prioritárias são atendidas? (2) O somatório dos módulos dos fluxos de potência ativa na rede fictícia é desprezível? Caso negativo para alguma das condições ir para *ix*. Caso positivo para as duas condições está obtida a solução, fim (Critério B).

ix- Religamento do equipamento correspondente ao ramo fictício mais carregado na última solução de PL – voltar para *vii*.

A Figura 3.1 mostra o diagrama de blocos do segundo método proposto.

4. TESTES

Na implementação realizada, para a solução de PL foi utilizado o MINOS 5.4 – [11]. Os demais módulos foram escritos em fortran e os testes foram efetuados em estações Sun. Na exploração da esparsidade de matrizes foi utilizado o esquema proposto por Zollenkopf – [12].

O sistema com o qual foram realizados os testes (SB-309) foi obtido através de uma redução do sistema Sul-sudeste brasileiro e, portanto, possui todas as características de um sistema real. O sistema reduzido possui 309 barras, 21 geradores, 379 linhas de transmissão e 80 transformadores. Serão apresentados os resultados obtidos com o segundo método proposto, já que as soluções fornecidas pelos dois métodos são semelhantes. (Na referência [9] estão descritos resultados obtidos para o sistema teste IEEE de 30 barras e para outro sistema real brasileiro, de 810 barras e 1340 ramos.)

No primeiro teste realizado, foi simulado um blecaute que levou todo o sistema a sair de operação e foram consideradas como prioritárias as cargas situadas em 11 barras da rede. Para a obtenção da solução foram realizados 2 cálculos de PL e os 29 religamentos

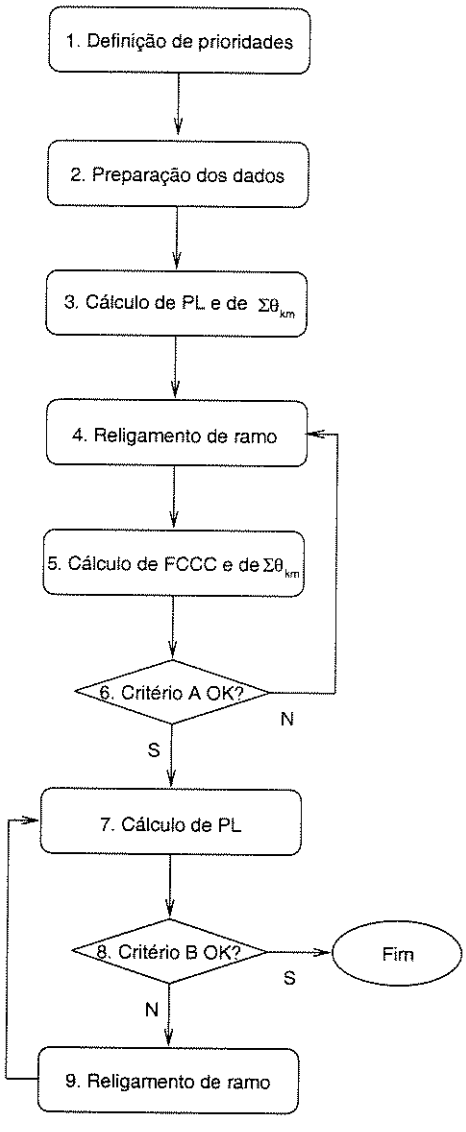


Figura 3.1 Segundo método proposto

de ramos efetuados foram determinados nos cálculos de FCCC. Ao final do processo de solução, o somatório dos módulos dos fluxos de potência ativa em ramos fictícios (portanto não religados) foi de 0,0032 pu e todas as cargas prioritárias foram atendidas. Na solução obtida observou-se a existência de dois subsistemas isolados em operação havendo em cada sub-rede um gerador em atividade. Nesse caso, a maioria dos equipamentos do sistema permaneceu fora de operação. A Figura 4.1 mostra esquematicamente este cenário de restauração.

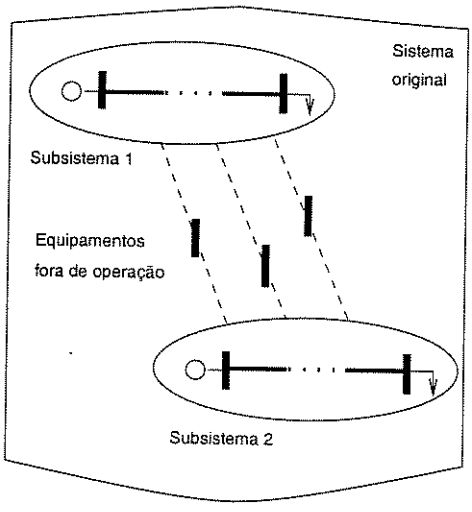


Figura 4.1 Cenário de restauração no sistema SB-309

As tabelas I e II apresentam informações sobre os subsistemas 1 e 2 mostrados na Figura 4.1. Já na Tabela III é descrita a parte do sistema SB-309 que permanece fora de operação na solução obtida para o primeiro teste.

TABELA I: Subsistema 1

Restauração do sistema SB-309	
Número de barras prioritárias	7
Número de barras em atividade	26
Número de geradores em atividade	1
Número de ramos em atividade	25
Potência (gerada e consumida)	112,2 MW

No segundo teste realizado com o sistema SB-309,a exemplo do primeiro teste, partiu-se da hipótese que houve um blecaute que levou todo o sistema a sair de

TABELA II: Subsistema 2

Restauração do sistema SB-309	
Número de barras prioritárias	4
Número de barras em atividade	5
Número de geradores em atividade	1
Número de ramos em atividade	4
Potência (gerada e consumida)	51,3 MW

TABELA III: Equipamentos fora de atividade

Restauração do sistema SB-309	
Número de barras	278
Número de geradores	19
Número de ramos	430

operação. O objetivo desse teste foi buscar a solução de restauração para um cenário em que todas as 279 barras de carga do sistema tem o nível máximo de prioridade, o que equivale a restaurar o fornecimento de 9436,6 MW de carga. Para a obtenção da solução, o PL formulado foi calculado 13 vezes e o FCCC 429 vezes, assim dos 440 religamentos realizados, 429 foram determinados em cálculos de FCCC e 11 em cálculos de PL. Quando o Critério B do método foi satisfeito, o somatório dos módulos dos fluxos de potência em ramos fictícios foi de 0,0003 pu e todas as cargas do sistema foram atendidas. Na solução obtida, os equipamentos em atividade formam uma única rede e alguns equipamentos (principalmente os mais relacionados com a parte reativa do sistema) permanecem fora de operação. A Tabela IV apresenta um resumo da situação do sistema para este teste de restauração.

TABELA IV: Resultados do segundo teste

Restauração do sistema SB-309	
Número de barras em atividade	299
Número de geradores em atividade	15
Número de ramos em atividade	440
Geradores com capacidade máxima utilizada	3
Ramos com capacidade máxima utilizada	14
Número de barras fora de atividade	10
Número de ramos fora de atividade	19

CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentada uma metodologia baseada em Programação Linear para o Problema de Restauração de Sistemas de Potência, que considera o aspecto ativo do problema. A abordagem desenvolvida

é simples, robusta, e levou ao desenvolvimento de dois métodos analíticos que podem ser aplicados a qualquer sistema de energia elétrica onde ocorra um blecaute e por conseqüência seja necessária sua restauração. A formulação adotada para os cálculos de PL permite que situações típicas de um sistema no estado restaurativo sejam modeladas facilmente através da atribuição de custos e de limites no problema.

Em simulações realizadas foram obtidos resultados plenamente satisfatórios com os dois métodos desenvolvidos. Mostrou-se que, dependendo da definição do conjunto de barras de carga prioritárias, o número de equipamentos necessários para restaurar o sistema pode ser consideravelmente menor do que o total de equipamentos da rede. Esse fato era esperado já que normalmente os sistemas operam com uma margem de segurança.

Pesquisas em andamento apontam a necessidade de inclusão na metodologia desenvolvida de outros aspectos do problema ainda não enfocados, tais como a verificação de estabilidade nas novas configurações obtidas para os sistemas e a inclusão de novas variáveis no modelo de PL utilizado.

REFERÊNCIAS

[1] Sakaguchi, T., Matsumoto, K., "Development of a Knowledge Based System for Power System Restoration", IEEE Transactions on PAS, vol 102, n 2, February 1983, pp 320-329.

[2] Kirschen, D., Volkman, T., "Guiding a Power System Restoration With an Expert System", IEEE Transactions on PWRS, vol 6, n 2, May 1991, pp 558-566.

[3] Matsumoto, K., Sakaguchi, T., et al., "Knowledge-Based Systems as Operational Aids in Power Systems Restoration", Proceedings of the IEEE, vol 80, n 5, May 1992, pp 689-697.

[4] Fink, L., Liou, K., et al., "From Generic Restoration Actions to Specific Restoration Strategies", IEEE Transactions on PWRS, Vol 10, n 2, May 1995, pp. 745-752.

[5] Wu, F., Monticelli, A., " Analytical Tools for Power System Restoration - Conceptual Design", IEEE Transactions on PWRS, vol 3, n 1, February 1988, pp 10-16.

[6] Huang, J., Audette, L., et al, "A Systematic Method for Power System Restoration Planning", IEEE/PES 1994 Summer Meeting, San Francisco, (94 SM 548-8 PWRS).

[7] Nagata, T., Sasaki, H., et al., "Power Sistem Restoration by Joint Usage of Exper System and Mathematical Programming Approach", IEEE/PES 1995 Winter Meeting, New York, (95 WM 142-0 PWRS).

[8] Adibi, M., Fink, L., et al., "Special considerations in Power System Restoration", IEEE Transactions on PWRS, vol 7, n 4, November 92, pp. 1419-1427.

[9] Canto dos Santos, J., Garcia, A., "Um Método Para Restaurar Sistemas de Potência Após Blecautes Considerando Cargas Prioritárias", III Congresso Latino-americano: Geração e Transmissão de Energia Elétrica, Campos do Jordão, 1997 (artigo submetido sob código B-158).

[10] Monticelli, A., Santos, A., et al., "Interactive Transmission Network Planning Using a Least-Effort Criterion", IEEE Transactions on PAS, vol 101, n 10, October 1982, pp 3919-3925.

[11] Murtagh, B., Saunders, M., "MINOS 5.4 Release Notes", Systems Optimization Laboratory - Stanford University, Stanford, 1992.

[12] Zollenkopf, K., "Bi-factorization Basic Computational Algorithm and Programming Techniques". In Reid, J. "Large Sparse Sets of Linear Equations", Academic Press, London, 1971.

AGRADECIMENTOS

Os autores desejam agradecer a CAPES a FAPESP e ao CNPq pelo apoio que tornou possível este trabalho.

BIOGRAFIAS

JOSÉ V. CANTO DOS SANTOS

Engenheiro Eletricista pela Universidade Federal de Santa Maria - RS em 1990 e Mestre em Engenharia Elétrica pela UNICAMP em 1993. Atualmente realiza curso de Doutorado no DSEE - FEEC - UNICAMP. Suas áreas de interesse são a Análise de Segurança e a Restauração de Sistemas de Energia Elétrica.

ARIOVALDO V. GARCIA

Professor Adjunto da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP. Engenheiro em 1974, Mestre em 1977 e Doutor em Engenharia Elétrica em 1981, pela UNICAMP. É membro do IEEE e entre suas áreas de interesse estão a Análise de Segurança e o Controle em Tempo Real de Sistemas de Energia Elétrica.

UM MÉTODO PARA RESTAURAR SISTEMAS DE POTÊNCIA APÓS BLECAUTES CONSIDERANDO CARGAS PRIORITÁRIAS

José V. Canto dos Santos **Ariovaldo V. Garcia**
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica - FEEC
UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas
13081-970 - Campinas - SP - Brasil
zeca@dsee.fee.unicamp.br ari@dsee.fee.unicamp.br

SUMÁRIO

Neste trabalho é apresentado um método baseado em Programação Linear para Restauração de Sistemas de Potência que determina, após um blecaute, novas configurações dos sistemas onde cargas prioritárias são atendidas e limites de operação respeitados. São descritos vários resultados, incluindo os obtidos para um sistema real brasileiro.

INTRODUÇÃO

Recentemente ocorreram blecautes em grandes áreas no sudeste brasileiro e na costa oeste norte americana. Estes fatos mostram que a ocorrência de blecautes em sistemas de energia elétrica é uma possibilidade real, mesmo naqueles sistemas dotados de centros de controle modernos. É desnecessário lembrar que os prejuízos causados às sociedades por esses incidentes são extremamente grandes. Como o contínuo crescimento de complexidade dos sistemas faz aumentar o risco de blecautes é fundamental que a preparação para a ocorrência de tais eventos esteja presente no planejamento da operação dos sistemas de energia elétrica. É devido a esse contexto que o estudo da Restauração de Sistemas de Potência tem recebido especial atenção nos últimos anos.

Na literatura especializada existem basicamente dois grandes grupos de abordagens propostas para o tema de restauração: o emprego de técnicas de Inteligência Artificial (IA) e o uso de técnicas de otimização (ou Programação Matemática). As abordagens do problema baseadas em IA são numerosas e relativamente antigas, destacando-se o desenvolvimento de sistemas especialistas para o apoio à tomada de decisão dos operadores dos sistemas quando a restauração se faz necessária - alguns exemplos são os trabalhos de Sakaguchi e Matsumoto (1983), Kirschen e Volkman (1991), Matsumoto et al. (1992), e Fink et al. (1995). (Cabe observar que o trabalho de Sakaguchi e Matsumoto (1983) foi uma das primeiras propostas de aplicação de sistemas especialistas na análise de sistemas de potência.) Nesse tipo de abordagem, existe um ponto comum que é a utilização da experiência que os operadores possuem sobre os sistemas para a determinação das regras de conhecimento utilizadas nos sistemas especialistas. Assim, acredita-se que os métodos deste tipo tendem a ser dependentes dos sistemas para os quais foram desenvolvidos. Isto é: há uma tendência para que as propostas de restauração fornecidas por um sistema especialista sejam válidas para um sistema elétrico específico, e não para outras redes elétricas de potência.

A utilização de técnicas de otimização para o problema de Restauração foi proposta em um número menor de trabalhos, destacando-se os de Wu e Monticelli (1988), Huang et al. (1994) e Nagata et al. (1995). Segundo Wu e Monticelli (1988) o problema de restauração de sistemas pode ser definido como um problema não linear com restrições, combinatorial, multiestágio e multiobjetivo e, também neste trabalho são sugeridos diferentes tipos de Programação Matemática para os vários aspectos do problema e ainda é definido o cálculo de fluxo de potência como o principal instrumento a ser utilizado na solução do problema. Já no artigo de Nagata et al. (1995) o problema da obtenção da rede necessária para restauração é formulado como um problema de Programação Inteira Mista, o que normalmente leva a tempos de processamento elevados. É importante ressaltar que se o objetivo de um método é a determinação em tempo real de uma forma de restaurar um sistema, a formulação adotada deve possibilitar a obtenção da solução em um período compatível com uma situação crítica onde há corte de fornecimento de energia elétrica. Este fato é válido mesmo com as facilidades de *hardware* hoje existentes. Ainda na literatura existem várias outras publicações que enfocam particularidades do problema, como o trabalho de Adibi et al. (1992) por exemplo.

Neste trabalho é apresentada uma abordagem para restauração de sistemas baseada em otimização em que, devido a necessidade de eficiência computacional, o problema de restauração é formulado como um problema de Programação Linear (PL).

FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Resolver o problema de Restauração de Sistemas de Potência significa determinar, em um período de tempo adequado, a melhor forma de conduzir um sistema de um estado onde, devido à ocorrência de contingências graves, sua integridade está prejudicada a outro onde cargas consideradas prioritárias sejam atendidas e limites de operação respeitados. A maior restrição a considerar é o intervalo de tempo em que consumidores ficam sem energia. O problema é bastante complexo devido ao grande número de fatores envolvidos. Alguns destes fatores são: a seqüência de chaveamentos a ser adotada; a estabilidade do sistema (no caso o sistema se altera passo a passo); a capacidade de transmissão de potência em linhas, os limites de operação de transformadores e os limites para injeções de potência reativa em geradores.

A abordagem para restauração apresentada neste trabalho tem como ponto de partida o sistema (ou parte dele) fora de operação. Os eventos (contingências) que levaram o sistema para essa condição (blecaute) não são levados em consideração. Em

situações de blecaute é comum a ocorrência da separação (ilhamento) dos sistemas devido à perda de interligações. Para tratar de partes desconexas do sistema neste trabalho utiliza-se o conceito de rede fictícia. Assim, cada ramo do sistema que está fora de operação é substituído por um ramo fictício com impedância artificialmente elevada. Isto possibilita que a rede analisada seja sempre conexa (portanto não havendo matrizes singulares nos processos de cálculo exigidos) além de permitir a descoberta de caminhos por onde há necessidade de fluxo de potência. Este conceito foi proposto originalmente para o problema de Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão - Monticelli et al. (1982), onde é feita a superposição de reatâncias fictícias às reatâncias originais do sistema. Neste trabalho o conceito de rede fictícia é estendido para a representação de resistências, reatâncias e admitâncias tipo *shunt* de barras e de ramos. A Figura 1 mostra, para um ramo genérico do sistema, a utilização do conceito de rede fictícia. Nesta figura, a resistência fictícia r^f e a reatância fictícia x^f são determinadas pela multiplicação dos parâmetros originais r e x por 1×10^4 . Já a admitância fictícia ysh^f é obtida pela multiplicação dos parâmetros originais por 1×10^{-4} .

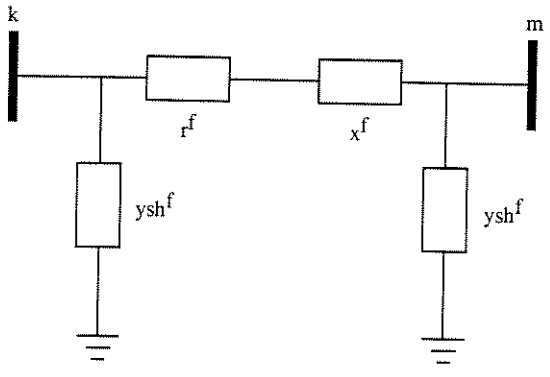


Figura 1 - Conceito de rede fictícia

Conceitualmente, o método apresentado é constituído de três etapas principais. A primeira etapa considera somente a parte ativa do problema e explora as semelhanças existentes entre o Problema de Restauração de Sistemas de Potência e o Problema de Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão. Em ambos os problemas tem-se o sistema em um estado inicial (com partes fora de operação) e são conhecidos os requisitos (restrições) para a configuração final e os recursos (equipamentos) disponíveis. O problema de restauração é formulado como um problema de Programação Linear (PL) com função objetivo definida como sendo o custo associado ao não atendimento de cargas prioritárias. As restrições consideram balanço de potência e limites para injeções em barras e para fluxos de potência nos ramos do sistema. A formulação, semelhante a de despacho econômico de potência ativa, é descrita a seguir:

$$\text{Min} \quad C' \; P \tag{1}$$

sujeito a:

$$\sum_{i=1}^{nb} P_{g_i} - P_{c_i} = 0 \tag{2}$$

$$P^{min} \leq P \leq P^{max} \tag{3}$$

$$P_{km}^{min} \leq P_{km} \leq P_{km}^{max} \tag{4}$$

Onde:
nb - número de barras do sistema,
C - custos (' - indica transposição),
P - injeções de potência ativa,
P_{g_i}, P_{c_i} - potência ativa (gerada ou consumida) na barra i,
P^{min}, P^{max} - limites mínimos e máximos para injeções,
$P_{km}, P_{km}^{min}, P_{km}^{max}$ - fluxos de potência ativa e limites mínimos e máximos para estes fluxos.

Note-se que condições típicas de um sistema no estado restaurativo são facilmente representadas neste modelo. Uma linha de transmissão sem condições de operação, por exemplo, pode ser representada por um ramo com limites nulos. De forma semelhante, um gerador sem condições de serviço pode receber limites nulos ou custo elevado na preparação dos dados para o cálculo do PL. Nesta etapa, com a execução sucessiva de cálculos de PL, de fluxos de potência linearizados (FCCC) e de religamentos de ramos obtém-se uma rede (solução "ativa") em que, considerando somente o aspecto ativo do problema, cargas prioritárias são atendidas e limites de operação respeitados. O modelo de fluxo de potência linearizado é bastante adequado para aplicações como esta e é descrito em Monticelli (1983).

A segunda etapa do método tem como objetivo verificar se a solução obtida na etapa anterior satisfaz também os requisitos impostos pela parte reativa do sistema considerado. Caso esta solução seja considerada insatisfatória são determinados quais equipamentos devem ser religados para a manutenção de um perfil reativo adequado na rede (obtém-se assim uma solução "reativa"). O problema, que tem semelhanças com a etapa de determinação do ponto de operação inicial no Problema de Planejamento Reativo, descrito em Mantovani e Garcia (1996), é solucionado através de cálculo de fluxo de potência e solução de PL. Além da linearização do problema, são calculadas e decompostas injeções de potência reativa, considerando os ângulos de tensão obtidos na primeira etapa e módulos unitários de tensão em todas as barras. Este procedimento é equivalente a um cálculo de fluxo de potência onde todas as barras são consideradas como de referência e estabelece o vínculo entre as partes ativa e reativa do problema. O PL formulado nesta etapa tem como função objetivo o custo associado a utilização de fontes reativas e restrições referentes a módulos de tensão e injeções reativas. O modelo CRIC - proposto por Carpentier (1986), é empregado na determinação da sensibilidade entre potência reativa e magnitudes de tensão. Escolheu-se este modelo porque o mesmo tem desempenho excelente quando um dos objetivos é manter a solução "ativa" inalterada durante a obtenção da solução "reativa". O PL formulado é descrito a seguir:

$$\text{Min} \quad C'\Delta Q_c + C'\Delta Q_i \tag{5}$$

sujeito a:

$$V^{min} - V \leq \Delta V \leq V^{max} - V \tag{6}$$

$$Q_c^{min} \leq \Delta Q_c \leq Q_c^{max} \quad (7)$$

$$Q_i^{min} \leq \Delta Q_i \leq Q_i^{max} \quad (8)$$

$$L^{CRIC} \Delta V = \Delta Q_c - \Delta Q_i \quad (9)$$

Onde:

C - custos,

$\Delta V, \Delta Q_c, \Delta Q_i$ - incrementos para módulos de tensão, componentes capacitivas e componentes indutivas das injeções reativas.

V - módulos de tensão,

V^{min}, V^{max} - limites mínimos e máximos para módulos de tensão,

Q_c^{min} - limites mínimos para componentes capacitivas das injeções reativas. Definidos por $-Q_c^0$ em barras não prioritárias e por $\overline{Q}_c - Q_c^0$ para barras prioritárias, sendo Q_c^0 a componente capacitiva da injeção calculada e $\overline{Q}_c$ o limite para injeções capacitivas na barra.

Q_c^{max} - limites máximos para componentes capacitivas das injeções reativas. Definidos por $\overline{Q}_c - Q_c^0$.

Q_i^{min} - limites mínimos para componentes indutivas das injeções reativas. Definidos por $-Q_i^0$ em barras não prioritárias e por $\overline{Q}_i - Q_i^0$ para barras prioritárias, sendo Q_i^0 a componente indutiva da injeção calculada e $\overline{Q}_i$ o limite para injeções indutivas na barra.

Q_i^{max} - limites máximos para componentes capacitivas das injeções reativas. Definidos por $\overline{Q}_i - Q_i^0$.

L^{CRIC} - Matriz de sensibilidade entre potência reativa e magnitudes de tensão.

A exemplo do PL anterior, esta formulação permite a representação de componentes fora de operação. Assim, barras que não foram utilizadas na solução "ativa" recebem custos elevados. Os limites utilizados nas equações Eq. (7) e Eq. (8) garantem o atendimento das injeções reativas especificadas em barras prioritárias.

A terceira etapa do método consiste em verificar se a rede determinada nas etapas anteriores tem condições de funcionamento, do ponto de vista estático. Isto é feito através do cálculo de fluxo de potência (não linear) para a rede configurada, com uma tolerância para convergência maior do que a convencionalmente usada neste cálculo. As variáveis especificadas para as barras pertencentes à rede proposta são determinadas de acordo com a regra descrita a seguir.

- Barra de referência: o módulo da tensão especificado é o obtido na Etapa II e o ângulo da tensão especificado é o fornecido pela Etapa I.
- Barras tipo PV: a injeção de potência ativa especificada é a obtida na Etapa I e o módulo da tensão especificado é o obtido na Etapa II.
- Barras tipo PQ: as injeções ativas e reativas especificadas são as obtidas nas etapas I e II respectivamente. Caso uma das injeções não tenha sido atendida nessas etapas especificam-se injeções ativas e reativas nulas.

Ainda esta etapa, os ramos fictícios são mantidos no sistema e as barras não pertencentes à rede configurada são consideradas como tipo PQ, com injeções especificadas nulas. Neste trabalho foi adotado o método de Fluxo de Carga Desacoplado Rápido - Stott e Alsaç (1974).

MÉTODO PROPOSTO

A seguir é descrito o algoritmo do método desenvolvido.

Etapa I

i - Definição de cargas prioritárias e substituição dos parâmetros dos ramos e das admitâncias *shunt* de barras por parâmetros fictícios. Atribuição de custos às barras de acordo com seus níveis de prioridade. Consideram-se abertos os limites para fluxo de potência ativa nos ramos do sistema.

ii - Cálculo de PL - equações Eq. (1) a Eq. (4) - e do somatório dos módulos das aberturas angulares dos ramos: $\sum_i |\theta_{km}| = \sum_{i=1}^{nl} |\theta_k - \theta_m|$ sendo nl o número de ramos do sistema e θ_k e θ_m os ângulos de tensão nas barras terminais do ramo i.

iii - Alocação do equipamento correspondente ao ramo fictício mais carregado na última solução obtida. Quando um ramo é alocado (ou religado) os parâmetros fictícios são substituídos pelos parâmetros originais e são impostos os limites reais de operação.

iv - Cálculo de um FCCC e do somatório dos módulos das aberturas angulares dos ramos do sistema.

v - Verificação do $\sum |\theta_{km}|$ atual. Se o mesmo for consideravelmente menor que o $\sum |\theta_{km}|$ prévio ir para *vi*, caso negativo voltar para *iii*.

vi - Cálculo de PL - equações Eq. (1) a Eq. (4).

vii - Verificação do critério de parada. (1) As cargas prioritárias são atendidas? (2) O somatório dos módulos dos fluxos de potência ativa na rede fictícia é desprezível? Caso negativo para alguma das condições ir para *viii*. Caso positivo para as duas condições está obtida a solução para a parte ativa do problema, ir para *ix*.

viii - Religamento do equipamento correspondente ao ramo fictício mais carregado na última solução de PL - voltar para *vi*.

Etapa II

ix - Nas barras que pertencem à rede da solução "ativa" substituir os parâmetros fictícios das admitâncias tipo *shunt* pelos parâmetros originais.

x - Determinação das injeções reativas para todas as barras do sistema. São usadas as equações estáticas de fluxo de potência - Monticelli (1983). Nesta etapa, normalmente, a rede é mista: uma parte com parâmetros originais e outra parte com parâmetros fictícios. Consideram-se todas as barras como tipo referência com magnitudes de tensões

unitárias e ângulos de tensão iguais aos obtidos na solução "ativa".

xi - Decomposição das injeções reativas em suas componentes capacitivas e indutivas.

xii - Preparação de dados para cálculo de PL. São atribuídos custos elevados às barras que não pertencem a solução "ativa". Os limites superiores para tensão nas barras ainda não religadas e que são fontes de potência reativa são considerados abertos.

xiii - Cálculo de PL - equações Eq. (5) a Eq. (9).

xiv - Obtenção de magnitudes de tensões e injeções reativas corrigidas em todo o sistema com os incrementos fornecidos pela solução do PL. Cálculo de fluxos de potência reativa em todos os ramos da rede.

xv - Verificação da solução. Se existirem barras ainda não religadas com injeções de potência reativa não desprezíveis ir para *xvi*. Caso não existam, a solução "ativa" foi considerada satisfatória para o aspecto reativo, ir para o passo *xvii*.

xvi - Religamento das barras ainda desligadas que possuem injeções reativas não desprezíveis. A escolha do caminho elétrico para o religamento destas barras é feita de acordo com o fluxo reativo nos ramos: em cada barra religada escolhe-se o ramo de maior fluxo, até que uma barra pertencente a solução "ativa" seja encontrada. O religamento de admitâncias tipo *shunt* é feito como no passo *ix*. Ir para o passo *xvii*.

Etapa III

xvii - Conversão para tipo PQ com injeções especificadas nulas das barras que não pertencem à rede configurada para solução e especificação de variáveis para as barras religadas. Cálculo de fluxo de potência não linear para a rede fornecida pelas etapas I e II. Se o fluxo de potência apresentar solução viável o processo está encerrado. Caso contrário há a necessidade de se redefinir o conjunto de barras prioritárias e reinicializar o processo.

TESTES

Na implementação realizada, para a solução de PL, foi utilizado o *MINOS* 5.4 - Murtagh e Saunders (1992). Os demais módulos foram escritos em *FORTRAN* e implementados em estações *Sun*. Na exploração da esparsidade de matrizes e na solução de sistemas de equações do tipo A x = b foi utilizado o esquema proposto por Zollenkopf (1971).

Sistema Teste IEEE-30. O sistema teste IEEE-30, descrito em Freris e Sasson (1968), é bastante conhecido e por ser de pequeno porte (possui 30 barras e 41 ramos) facilita a descrição dos resultados que foram obtidos. No primeiro teste apresentado para este sistema, foram definidas como prioritárias as cargas das barras 5, 7, 14 e 30. A solução "ativa" (objetivo da Etapa I) foi composta por 12 barras e 11 ramos e foi obtida com um total de 2 cálculos de PL, equações Eq. (1) a Eq. (4), sendo que no último PL calculado o somatório dos valores absolutos dos fluxos de potência ativa em ramos fictícios foi de 0,00080 pu. Dos 11 religamentos de ramos realizados na Etapa I, todos foram determinados através dos sucessivos cálculos de FCCC (neste caso, após o segundo cálculo de PL foi verificada a obtenção da solução "ativa"). Na Etapa II, foi utilizada uma faixa de tolerância para módulos de tensão entre 0,92 e 1,08 pu. Nesta etapa, e devido a esta exigência para o perfil de tensões, ocorreu o acréscimo de mais uma barra (neste caso a barra 13, que é uma fonte de potência reativa) e de mais um ramo à rede proposta na solução "ativa". A rede determinada pelas Etapas I e II foi considerada satisfatória na Etapa III, sendo então a rede final configurada.

A Tabela 1 mostra as injeções de potência ativa e reativa nas barras pertencentes à rede configurada para a solução do problema simulado. A Figura 2 ilustra a topologia da rede proposta para solução deste cenário de restauração e também identifica a etapa do método em que foi determinado o religamento de cada equipamento.

Tabela 1 - Injeções na rede configurada para o sistema IEEE-30

Solução de restauração		
Barra	P (MW)	Q (MVAr)
1	143,72	-17,50
2	3,78	37,30
4	0,00	0,00
5	-94,20	21,00
6	0,00	0,00
7	-22,80	-10,90
12	0,00	0,00
13	0,00	8,70
14	-6,20	-1,60
15	0,00	0,00
27	0,00	0,00
28	0,00	0,00
30	-10,60	-1,90

Para o teste em que todas as cargas deste sistema foram consideradas prioritárias, a rede final configurada constou de 28 barras e 30 ramos. Na etapa I foram realizados 5 cálculos de PL e 27 soluções de FCCC, e no final da mesma o somatório dos valores absolutos dos fluxos de potência ativa em ramos fictícios foi de 0,00034 pu. Neste teste, as demais etapas não introduziram alterações na rede (exceto as fontes reativas associadas às fontes ativas já instaladas) obtida. Esse fato pode ser creditado aos limites de tensão exigidos (0,9 pu e 1,1 pu). Na Tabela 2 outros resultados obtidos são apresentados.

Tabela 2 - Testes com sistema IEEE-30

Solução de restauração	
Geradores em atividade	1 e 2
Ramos com fluxo no limite	1-2
Barras fora de atividade	11 e 13
Ramos fora de atividade	6-10 9-11 12-13 12-14
	12-16 8-28 15-18 10-22
	23-24 24-25 29-30

Sistema Real Brasileiro SB-810. A versão utilizada do sistema de potência que compreende as regiões Sul e Sudeste do Brasil possui 810 barras, 1340 ramos e todas as características de um sistema real e de grande porte tais como ramos que foram obtidos com cálculo de equivalentes, diversos níveis de tensão no sistema e heterogeneidade na relação x/r dos ramos da rede.

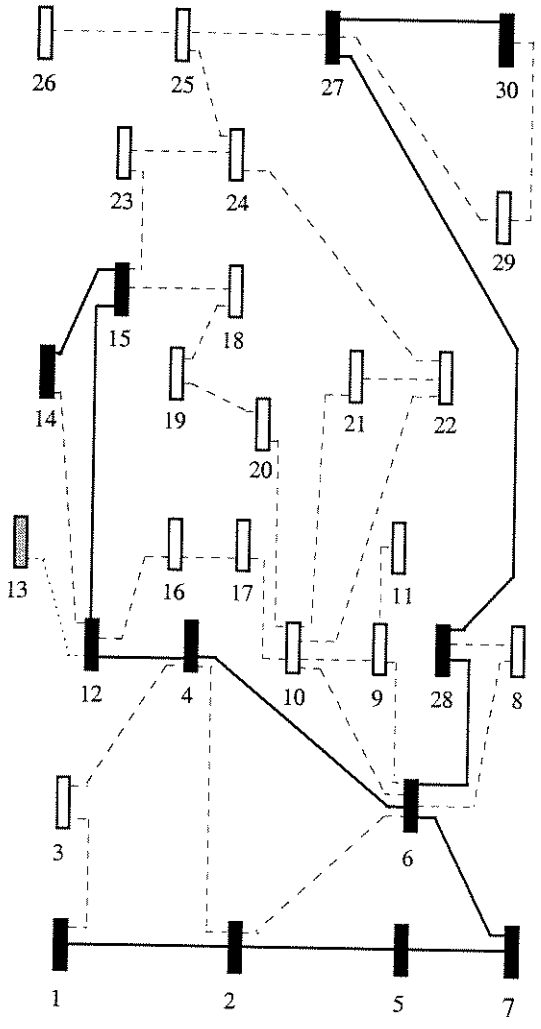


Figura 2 - Solução obtida - sistema IEEE-30

No teste apresentado para este sistema, foram definidas como prioritárias as cargas situadas em 699 barras tipo PQ do sistema. A rede configurada na Etapa I do método (solução "ativa") foi composta por 755 barras e 1247 ramos e obtida através de 8 cálculos de PL e de 1241 cálculos de FCCC, sendo que na última solução de PL o somatório dos valores absolutos dos fluxos de potência ativa foi de 1,78615 pu. Dos 1247 religamentos de ramos realizados na Etapa I, 1241 foram determinados através dos sucessivos cálculos de FCCC e apenas 6 determinados em cálculos de PL. Na Etapa II, foi utilizada uma faixa de tolerância para módulos de tensão entre 0,8 e 1,2 pu. Neste teste, assim como no teste anteriormente descrito, a configuração da rede obtida na Etapa I foi considerada adequada pelas Etapas II e III do método proposto, sendo portanto a rede final determinada para o cenário de restauração simulado.

A Tabela 3 apresenta outros detalhes da solução final obtida para este teste.

Tabela 3 - Restauração do sistema SB-810

Solução de restauração	
Número de geradores em atividade	68
Número de ramos com fluxo no limite	31
Número de barras fora de atividade	55
Número de ramos fora de atividade	93

CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentado um método baseado em Programação Linear para a solução do Problema de Restauração de Sistemas de Potência, que considera os aspectos ativos e reativos do problema e também os principais limites de operação dos sistemas. A abordagem desenvolvida, simples porém robusta, traduz-se em um método analítico que pode ser aplicado a qualquer rede elétrica de potência cuja restauração após blecautes se faça necessária. A formulação adotada para os cálculos de PL permite que circunstâncias típicas de um sistema no estado restaurativo sejam facilmente representadas através da imposição ao problema de custos e de limites adequados.

Em simulações realizadas com vários sistemas, incluindo sistemas reais brasileiros, foram obtidos resultados plenamente satisfatórios. Mostrou-se que, dependendo da definição de cargas prioritárias, o número de equipamentos necessários para restaurar o sistema pode ser consideravelmente menor do que o total de equipamentos da rede. (Isso era esperado pois em operação normal a rede deve ter uma margem de segurança.)

Pesquisas em andamento apontam a necessidade de inclusão na metodologia desenvolvida de outros aspectos do Problema de Restauração de Sistemas de Potência ainda não enfocados, tais como o aumento do número de variáveis consideradas no modelo desenvolvido, a realização do cálculo de estabilidade para as redes configuradas como solução pelo método proposto e a inclusão de interface gráfica na implementação existente.

AGRADECIMENTOS

Os autores desejam agradecer à CAPES, à FAPESP e ao CNPq pelo apoio que tornou possível este trabalho.

REFERÊNCIAS

Adibi, M., Fink, L., Andrews, C., Arsanjani, F., Lanier, M., Miller, J., Volkman, T., and Wrubel, J., 1992, "Special considerations in Power System Restoration", IEEE Transactions on PWRS, vol 7, n 4, pp. 1419-1427.

Carpentier, J., 1986, "CRIC, a New Active Reactive Decupling Process in Load Flows, Optimal Power Flow and System Control", Proc. IFAC Conference on Power Systems and Power Plan Control, pp. 65-70, Beijing, China.

Fink, L., Liou, K., and Liu, C., 1995, "From Generic Restoration Actions to Specific Restoration Strategies", IEEE Transactions on PWRS, Vol 10, n 2, pp. 745-752.

Freris, L., and Sasson, A., 1968, "Investigation of the Load Flow Problem", Proceedings of IEE, vol 115, n 10, pp. 1459-1470.

Huang, J., Audette, L., and Harrison, S., 1994, "A Systematic Method for Power System Restoration Planning", paper IEEE 94 SM 548-8 PWRS, IEEE / PES 1994 Summer Meeting, San Francisco, USA.

Kirschen, D., and Volkman, T., 1991 "Guiding a Power System Restoration With an Expert System", IEEE Transactions on PWRS, vol 6, n 2, pp. 558-566.

Mantovani, J., and Garcia, A., 1996, "A Heuristic Method for Reactive Power Planning", IEEE Transactions on PWRS, Vol 11, n 1, pp. 68-74.

Matsumoto, K., Sakaguchi, T., Kafka, R., and Adibi, M., 1992, "Knowledge-Based Systems as Operational Aids in Power Systems Restoration", Proceedings of the IEEE, vol 80, n 5, pp. 689-697.

Monticelli, A., Santos, A., Pereira, M., Cunha, S., Parker, B., and Praça, J., 1982, "Interactive Transmission Network Planning Using a Least-Effort Criterion", IEEE Transactions on PAS, vol 101, n 10, pp. 3919-3925.

Monticelli, A., 1983 "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica", Editora Edgard Blücher Ltda, São Paulo, Brasil.

Murtagh, B., and Saunders, M., 1992, "MINOS 5.4 Release Notes", Systems Optimization Laboratory - Stanford University, Stanford, USA.

Nagata, T., Sasaki, H., and Yokoyama, R., 1995, "Power System Restoration by Joint Usage of Expert System and Mathematical Programming Approach", paper 95 WM 142-0 PWRS , IEEE / PES 1995 Winter Meeting, New York, USA.

Sakaguchi, T., and Matsumoto, K., 1983, "Development of a Knowledge Based System for Power System Restoration", IEEE Transactions on PAS, vol 102, n 2, pp. 320-329.

Stott, B., and Alsaç, O., 1974, "Fast Decoupled Load Flow", IEEE Transactions on PAS, vol 93, pp. 859-869.

Wu, F., and Monticelli, A., 1988, "Analytical Tools for Power System Restoration - Conceptual Design", IEEE Transactions on PWRS, vol 3, n 1, pp. 10-16.

Zollenkopf, K., 1971 "Bi-factorization Basic Computational Algorithm and Programming Techniques". In Reid, J.K., "Large Sparse Sets of Linear Equations - Conference of Institute of Mathematics and Its Applications", Academic Press, London, England, pp. 75-96.

ABSTRACT

This paper presents an LP based power system restoration method. The method permits the definition of priority in load attending and the main system operating constraints are considered. Results obtained with test systems as well as with real systems are presented.

UM MODELO ALTERNATIVO PARA O CÁLCULO DE FLUXO DE POTÊNCIA LINEARIZADO

JOSÉ V. CANTO DOS SANTOS ARIOVALDO V. GARCIA

Departamento de Sistemas de Energia Elétrica, Faculdade de Eng. Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas
Cx. Postal 6101, 13081-970 Campinas, SP, BRASIL
E-mails: zeca@dsee.fee.unicamp.br ari@dsee.fee.unicamp.br

Resumo— O modelo convencional (FCCA) de fluxo de potência pode ser substituído pelo modelo linearizado (FCCC) em algumas aplicações. Neste trabalho um modelo alternativo para o fluxo de potência linearizado é apresentado. Nesse novo modelo a potência ativa de todos os geradores é incógnita e de maneira muito simples o conjunto de geradores adequado ao atendimento da carga do sistema é determinado. O método pode substituir, ou então fornecer uma excelente solução inicial para o despacho de potência ativa, sem a realização de otimização. São apresentados resultados obtidos com o modelo proposto utilizando sistemas testes.

Abstract— The conventional load flow (ACLF) model can be substituted by the linearized model (DCLF) in some power system applications. In this work an alternative model for the linearized power flow is presented. In this new model the active power of all generators are unknown and in a very simple way one obtains the set of generators best suited to attend the load demand. The method can substitute a power dispatch or provide an excellent initial solution to it, without any optimization procedure. Results obtained with test systems are presented.

Key Words— Power Systems, Linearized Load Flow, Transmission Planning, Transmission Systems, Security Analysis.

1 Introdução

Uma das mais importantes condições a considerar no desenvolvimento de tarefas computacionais para centros de controle de energia elétrica é a eficiência computacional, principalmente quando é adotada a operação em tempo real, que impõe restrições de tempo muito severas para a execução destas tarefas. Além disso, sabe-se que em diversas áreas da análise de sistemas de potência não existe a necessidade de se conhecerem todas as variáveis de estado da rede. Assim, o modelo linearizado de fluxo de potência (FCCC) devido às suas características de eficiência e simplicidade tem sido muito utilizado para diversas aplicações. Em alguns casos o modelo linearizado apresenta vantagem sobre o modelo convencional (não linear) por fornecer sempre uma solução mesmo em casos críticos para as redes e, como conseqüência, fornecendo informações importantes para a operação ou para o planejamento dos sistemas.

Na literatura especializada encontram-se muitas propostas de utilização do modelo de FCCC. Uma área de grande aplicação é a análise de segurança estática de sistemas de potência. O objetivo desta análise é a verificação do impacto no perfil operativo de um sistema elétrico causado pela saída de operação de um ou mais equipamentos. Quando se deseja considerar somente o subproblema ativo da análise de segurança, (basicamente verifica-se o efeito que contingências causam nos fluxos de potência ativa em ramos), o modelo de FCCC é largamente utilizado devido a sua eficiência para esta finalidade. Esta proposta é vista em muitos trabalhos, tais como os de Galiana (1984) e de Carpentier et al. (1993). Quando o objetivo da análise inclui a verificação do aspecto reativo (principalmente a situação de módulos de tensões e injeções de potência reativa) do sistema são utilizados outros métodos aproximados de cálculo de fluxo de carga, normalmente baseados na primeira iteração do método desacoplado rápido – Monticelli et al. (1990).

Outro tema em que o modelo de FCCC é bastante aplicado é o problema de planejamento da expansão de sistemas de transmissão de energia elétrica, descrito entre outros por Monticelli et al. (1982) e por Romero et al. (1996) . Na solução deste problema, é planejada a expansão do sistema para um cenário previsto de geração e de consumo de energia considerando-se somente o aspecto ativo da rede, sendo a verificação do perfil reativo do sistema efetuada em análises posteriores. O uso do modelo de FCCC neste caso é de fundamental importância porque observam-se problemas de convergência com os cálculos convencionais de fluxo de carga. Assim as soluções fornecidas pelo modelo de FCCC são de grande valia, embora aproximadas.

Um terceiro exemplo de utilização do modelo de FCCC é encontrado na etapa inicial da determinação de procedimentos de restauração após blecautes de sistemas de potência. Neste caso, necessita-se de uma solução rápida do problema, devido a gravidade de uma situação em que o sistema (ou parte do mesmo) está fora de operação e em conseqüência disto existem consumidores sem

fornecimento de energia. Por este motivo, o modelo de FCCC é utilizado devido às suas qualidades de rapidez e precisão das soluções fornecidas. Alguns exemplos desta proposta encontram-se nos trabalhos de Wu e Monticelli (1988) e de Canto dos Santos e Garcia (1997).

Neste trabalho é apresentado um modelo alternativo para o cálculo linearizado de fluxo de potência. Dependendo do objetivo da aplicação considerada, o uso do novo modelo aqui proposto é vantajoso sobre o uso do modelo convencional.

2 Formulação do problema

Considere-se o modelo linearizado convencional de fluxo de potência. Nesse modelo, o sistema de potência é tratado como um circuito de corrente contínua onde as reatâncias são tratadas como resistências, fluxos e injeções de potência ativa são tratados como fluxos e injeções de corrente e, finalmente, os ângulos de tensões das barras são tratados como tensões contínuas. Usando esse modelo o cálculo de fluxo de potência se resume na solução do sistema linear:

$$P = B'\theta \tag{1}$$

com os elementos da matriz B' dados por

$$B'_{km} = -x_{km}^{-1}$$
$$B'_{kk} = \sum_{m \in \Omega_k} x_{km}^{-1}$$

Onde:
Ω_k – conjunto das barras vizinhas da barra k,
x_{km} – reatância do ramo cujos terminais são k e m,
P – vetor de injeções de potência ativa,
θ – vetor de ângulos de tensões.

Na equação 1, dados P e B' obtém-se θ. Os valores dos fluxos de potência ativa nos ramos do sistema são fornecidos pela expressão:

$$P_{km} = \frac{\theta_{km}}{x_{km}} \tag{2}$$

Onde:
P_{km} – fluxo de potência ativa no ramo cujos terminais são k e m,
θ_{km} – diferença angular no ramo ($\theta_{km} = \theta_k$-θ_m).

Nesse modelo em cada ilha física do sistema deve necessariamente haver uma barra de referência (ângulo especificado) para a matriz B' não ser singular e conseqüentemente o sistema ter solução. Todas as demais barras têm potência ativa especificada. A necessidade de se especificar injeções de potência para as barras (exceto a de referência) no modelo convencional de FCCC é a motivação do presente trabalho. Existem diversas situações, tanto no planejamento como na operação de sistemas, em que uma vez conhecidas as cargas do sistema precisa-se determinar quais geradores deverão atender essas cargas e quanto gerar em cada um destes. Normalmente a solução desses casos é feita através de otimização (cálculo de despacho de geração), o que é bastante difundido na literatura especializada. Assim, o problema formulado neste trabalho é a busca de um modelo de fluxo de potência linearizado que determine automaticamente os geradores mais adequados para o atendimento das cargas e, ainda, forneça a potência de cada gerador. Busca-se portanto evitar a especificação de injeções de potência ativa nos geradores, ou a utilização de otimização, normalmente Programação Linear, para a especificação das mesmas.

3 Modelo Proposto

Para resolver o problema formulado na seção anterior foi desenvolvido, a partir do modelo convencional, o modelo alternativo de fluxo de potência linearizado onde a potência fornecida pelas barras com geradores é desconhecida antes de resolver o sistema linear $P = B'\theta$ – equação 1. A hipótese básica desse modelo consiste na adoção do nó "terra" (analogia com circuito de corrente contínua – CC) como referência e com tensão nula e na conexão das barras que possuem geradores à terra pela sua reatância (resistência no modelo CC) síncrona. A Fig. 1 mostra uma representação desta hipótese. É possível verificar que se as reatâncias síncronas dos geradores quando expressas em *pu*, usando como base seus valores nominais, tiverem valores próximos, então uma boa aproximação para esses valores são os inversos das potências nominais (máximas) do gerador correspondente. Sendo S_b a potência de base do sistema, S_{ger} e V_{ger} a potência e a tensão nominais de um determinado gerador, x_{orig} sua reatância em *pu* na base (S_{ger}, V_{ger}), a reatância em *pu* na base do sistema será (assumindo que a tensão de base do sistema seja igual à do gerador):

$$x_{pu} = x_{orig} \times \frac{V_{ger}^2}{S_{ger}} \frac{S_b}{V_{ger}^2}$$

Logo

$$x_{pu} = x_{orig} \times \frac{S_b}{S_{ger}}$$

Se x_{orig} for igual para todos os geradores, a relação entre as reatâncias em *pu* será igual à relação inversa das potências nominais dos geradores. No modelo proposto, quando o valor da reatância síncrona dos geradores não é disponível, pode se utilizar para cada gerador i do sistema o inverso da potência máxima (em *pu*) permitida para o gerador (Pg_i^{max}) como sendo o valor de sua reatância xg_i:

$$xg_i = \frac{1}{Pg_i^{max}} \tag{3}$$

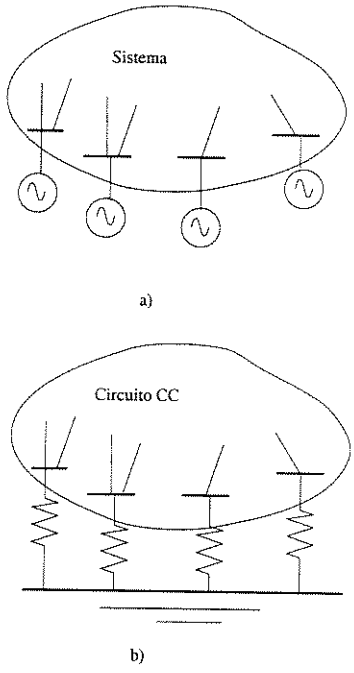


Figura 1. Modelo alternativo de fluxo de potência linearizado: a) Sistema CA; b) Modelo CC com barras terminais dos geradores ligadas à terra

A matriz B' do modelo proposto é construída com a mesma regra de formação descrita na seção anterior, porém considerando-se nas barras de geração as reatâncias xg_i conectando os geradores com o nó "terra" (note que com este procedimento a matriz B' é não singular) e que não há definição de uma barra como sendo de referência. Na construção do vetor P especificam-se somente os valores de carga do sistema. Para a solução do sistema pode-se utilizar a mesma estrutura de aproveitamento de esparsidade e fatoração da matriz B' do modelo convencional de FCCC, sem acréscimo de esforço computacional. Nesta solução é obtido um vetor θ com ângulos para todas as barras do sistema e os valores de fluxo de potência ativa nos ramos são posteriormente obtidos pela equação (2). Deve-se notar que as barras terminais dos geradores têm potência especificada nula. A potência que cada gerador i fornecerá será calculada após a solução do sistema $P = B'\theta$. Esta injeção é o fluxo de potência ativa existente entre o nó "terra" e a barra que contém o gerador, através da reatância xg_i. Assim:

$$Pg_i = \frac{\theta_0 - \theta_i}{xg_i}$$

Como por hipótese o ângulo θ_0 do nó terra é nulo, temos:

$$Pg_i = \frac{-\theta_i}{xg_i} \qquad (4)$$

Onde:
Pg_i – potência ativa gerada na barra i,
θ_i – ângulo de tensão da barra i.
Em vários sistemas elétricos existem barras que possuem simultaneamente geradores e também injeções de carga especificadas ("carga própria"). Nestes casos deve-se incluir no vetor P da equação 1 o valor correspondente à carga, solucionar-se o modelo conforme descrito e, após o cálculo da potência gerada subtrair desta o valor de carga para a determinação da injeção líquida da barra.

Devido às características descritas, o modelo alternativo aqui proposto é de certa forma, um modelo *com referência distribuída*. Se o sistema elétrico for forte o suficiente, mostra-se que a distribuição da geração de potência entre os geradores se dá na razão de sua potência máxima. (Esse fato é bastante fácil de verificar se for considerada a idéia de divisor de correntes em um modelo CC.) Já para a consideração da existência de perdas de potência ativa no modelo alternativo pode ser feito um procedimento similar ao adotado para o modelo convencional, descrito por Monticelli (1983). Isto é: após uma solução inicial do modelo, calculam-se e distribuem-se como cargas os valores das perdas e soluciona-se novamente o modelo. Deve-se notar, entretanto, que no modelo alternativo a geração correspondente às perdas de potência ativa fica dividida entre todos os geradores do sistema. Ao passo que no modelo convencional, ao contrário, a mesma fica concentrada na barra de referência. Pode-se dizer que esta é uma vantagem do modelo alternativo de fluxo de potência linearizado sobre o modelo convencional.

Em algumas aplicações que utilizam o modelo linearizado de fluxo de potência existe a necessidade de se considerarem limites operativos de equipamentos, como os limites máximos para geração de potência ativa e para fluxos de potência nos ramos do sistema. Uma possibilidade para a consideração desses limites é, após o cálculo do modelo alternativo e uma vez detectadas sobrecargas, executar um despacho de geração (normalmente baseado em Programação Linear) considerado os limites na determinação das restrições. Nesses casos, a solução encontrada pelo modelo proposto neste trabalho fornece uma excelente solução inicial para o problema de otimização. Existe ainda a possibilidade de se considerarem os limites de geração através da alteração do tratamento de barras em que ocorrerem violações. Nesses casos a barra é de geração mas com potência especificada (não tem ligação com o nó "terra").

4 Testes

Foram efetuados testes com vários sistemas de potência, incluindo sistemas teste IEEE e sistemas reais brasileiros de grande porte, e os resultados obtidos com o modelo proposto foram plenamente

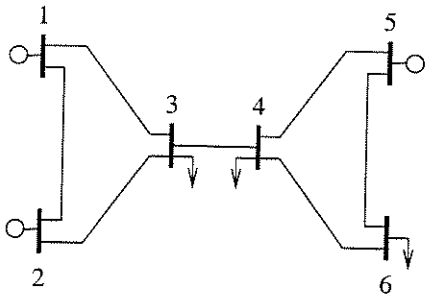


Figura 2. Sistema de 6 barras

Tabela 1. Dados de ramos do sistema de 6 barras

Sistema de 6 barras	
Ramo	Reatância (pu)
1 – 2	0,10
1 – 3	0,10
2 – 3	0,30
3 – 4	0,10
4 – 5	0,10
4 – 6	0,30
5 – 6	0,20

satisfatórios. Para simplificar a descrição dos resultados os mesmos serão apresentados para redes de pequeno porte.

4.1 Sistema de 6 barras

Este sistema é hipotético e possui 6 barras (3 de geração e 3 de carga) e 7 ramos e sua topologia é mostrada na Fig. 2. Os dados da rede necessários para a execução do modelo proposto de FCCC estão nas Tabelas de números 1, 2 e 3.

No primeiro teste descrito, calculou-se o modelo proposto para o sistema intacto, conforme mostrado na Fig. 2. A Tabela 4 mostra os resultados obtidos para ângulos com a equação 1 e para injeções nos geradores com a equação 4. A Tabela 5 mostra os fluxos de potência ativa nos ramos do sistema (equação 2). Estes resultados demonstram que, de uma forma muito simples e eficiente, o modelo proposto fornece uma estimativa do estado do sistema, e, também, a distribuição da potência que precisa ser gerada entre os diversos geradores da rede para o atendimento

Tabela 2. Dados de barras do sistema de 6 barras

Sistema de 6 barras	
Gerador	Reatância xg_i (pu)
1	0,2857
2	0,4000
5	0,3333

Tabela 3. Injeções ativas especificadas para o sistema de 6 barras

Sistema de 6 barras	
Barra	Injeção (pu)
1	0,00
2	0,00
3	-1,00
4	-0,50
5	0,00
6	-1,00

Tabela 4. Resultados para o sistema de 6 barras

Sistema de 6 barras		
Barra	Ângulo (rad)	Injeção (pu)
1	-0,2464	0,8625
2	-0,2293	0,5732
3	-0,3498	-1,0000
4	-0,3934	-0,5000
5	-0,3547	1,0642
6	-0,4902	-1,0000

das cargas.

No segundo teste descrito foi simulada a saída de operação do ramo 3 – 4 do sistema de 6 barras e calculou-se o modelo proposto. Devido a esta contingência o sistema fica dividido em 2 sub-redes, cada uma com 3 barras e 3 ramos, conforme mostrado na Fig. 3. (Cabe lembrar que situações análogas a esta são bastante freqüentes em alguns problemas como planejamento da expansão e restauração de sistemas de potência.) As Tabelas 6 e 7 mostram os resultados obtidos para ângulos de tensões, injeções e fluxos de potência ativa para este teste. Analisando estes resultados percebe-se que a carga existente na barra 3 é atendida pelos geradores das barras 1 e 2 e, de forma independente, o gerador localizado na barra 5 atende as cargas das barras 4 e 6. Estes resultados mostram que o modelo alternativo além de fornecer soluções para sistemas elétricos conexos (a exemplo do modelo convencional), as fornece também para sistemas desconexos desde que em cada subrede do sistema exista pelo menos um gerador.

Tabela 5. Resultados para o sistema de 6 barras

Sistema de 6 barras	
Ramo	Fluxo (pu)
1 – 2	-0,1714
1 – 3	1,0340
2 – 3	0,4018
3 – 4	0,4358
4 – 5	-0,3868
4 – 6	0,3226
5 – 6	0,6774

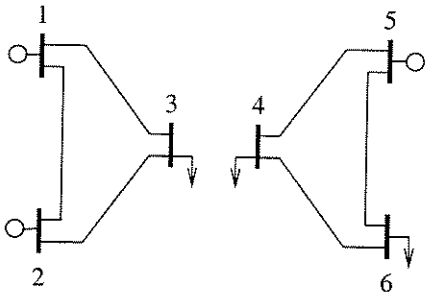


Figura 3. Sistema de 6 barras sob contingência

Tabela 6. Resultados para o sistema de 6 barras

Sistema de 6 barras		
Barra	Angulo (rad)	Injeção (pu)
1	-0,1716	0,6007
2	-0,1597	0,3993
3	-0,2437	-1,0000
4	-0,5750	-0,5000
5	-0,5000	1,5000
6	-0,6500	-1,0000

É importante notar que o uso simples do modelo convencional de FCCC não fornece solução para casos como o deste teste. Para se ter solução com o modelo convencional, além da especificação de injeções para os geradores é necessário que se utilize algum método adequado para trabalhar com sistemas desconexos. Uma possibilidade para isto é a garantia da conexidade dos sistemas analisados através da aplicação do conceito de rede fictícia, proposto por Monticelli et al. (1982) para o problema de planejamento da expansão de sistemas de transmissão de energia elétrica. Outra possibilidade é a identificação das sub-redes existentes e a posterior definição, em cada subsistema, de uma barra como sendo de referência. Já o uso do modelo alternativo proposto fornece a solução de uma forma muito simples e que, para casos como o analisado, não implica na utilização de outros artifícios.

Tabela 7. Resultados para o sistema de 6 barras

Sistema de 6 barras	
Ramo	Fluxo (pu)
1 – 2	-0,1194
1 – 3	0,7201
2 – 3	0,2799
4 – 5	-0,7500
4 – 6	0,2500
5 – 6	0,7500

Tabela 8. Dados de barras do sistema de 14 barras

Sistema de 14 barras	
Gerador	Reatância xg_i (pu)
1	0,2857
2	1,0000

Tabela 9. Resultados para o sistema de 14 barras

Sistema de 14 barras			
Barra	Ângulo	Pot. ger.	Pot. líq.
1	-0,5587	1,9554	1,9554
2	-0,6346	0,6346	0,4176
3	-0,7745	0,0000	-0,9420
4	-0,7343	0,0000	-0,4780
5	-0,7089	0,0000	-0,0760
6	-0,8146	0,0000	-0,1120
7	-0,7951	0,0000	0,0000
8	-0,7951	0,0000	0,0000
9	-0,8270	0,0000	-0,2950
10	-0,8323	0,0000	-0,0900
11	-0,8271	0,0000	-0,0350
12	-0,8339	0,0000	-0,0610
13	-0,8368	0,0000	-0,1350
14	-0,8540	0,0000	-0,1490

4.2 Sistema teste IEEE-14

Este bastante conhecido sistema teste possui 14 barras, 20 ramos e está descrito no trabalho de Freris e Sasson (1968). A Tabela 8 mostra os valores das reatâncias utilizadas para as barras de geração do sistema.

No teste descrito para esta rede foi executado o modelo alternativo de FCCC visando o atendimento integral de toda a carga instalada no sistema. A Tabela 9 mostra os resultados obtidos nas mesmas unidades para ângulos e injeções de potência ativa utilizadas nas tabelas anteriores. Analisando estes resultados percebe-se a divisão da potência total gerada no sistema de forma proporcional à capacidade de seus geradores e, observando a coluna referente a potências líquidas, verifica-se que todas as cargas presentes na rede são atendidas incluindo a injeção existente na barra 2 que é também de geração. A Tabela 10 mostra os valores de fluxo de potência ativa obtidos com os ângulos fornecidos pelo modelo alternativo e também os fluxos obtidos após o cálculo do modelo convencional de FCCC. Comparando-se os valores de fluxo oriundos do cálculo dos dois modelos percebe-se que estes são bastante próximos. Constata-se assim que, além das características já descritas, o modelo alternativo proposto determina soluções onde as aberturas angulares (e conseqüentemente os fluxos de potência ativa) são semelhantes as obtidas com o modelo convencional.

Tabela 10. Resultados para o sistema de 6 barras

Sistema de 14 barras		
Fluxo (*pu*)		
Ramo	Mod. proposto	Mod. convencional
1 – 2	1,2820	1,4786
1 – 5	0,6734	0,7114
2 – 3	0,7068	0,7004
2 – 4	0,5657	0,5523
2 – 5	0,4271	0,4089
3 – 4	-0,2352	-0,2416
4 – 5	-0,6047	-0,6235
4 – 7	0,2905	0,2899
4 – 9	0,1667	0,1663
5 – 6	0,4198	0,4208
6 – 11	0,0624	0,0630
6 – 12	0,0754	0,0755
6 – 13	0,1700	0,1703
7 – 8	0,0000	0,0000
7 – 9	0,2905	0,2899
9 – 10	0,0626	0,0620
9 – 14	0,0996	0,0992
10 – 11	-0,0274	-0,0280
12 – 13	0,0144	0,0145
13 – 14	0,0494	0,0498

5 Conclusão

Em várias áreas da análise de sistemas de potência, é freqüente a substituição do modelo não linear de fluxo de potência pelo modelo linearizado. Neste trabalho foi apresentado um modelo alternativo para o cálculo linearizado de fluxo de potência que pode substituir vantajosamente o modelo convencional. O novo modelo, de uma forma muito simples e eficiente determina, para qualquer sistema de potência analisado, os geradores mais adequados para o atendimento de cargas e o valor das injeções de potência ativa nestes geradores. Quando o modelo convencional é utilizado estes dados precisam ser especificados.

Existem vários problemas em que o modelo proposto pode ser aplicado. Alguns exemplos destes problemas são o planejamento da expansão de sistemas de transmissão de energia elétrica e a restauração após blecautes de sistemas. Nestes casos precisa-se determinar os valores de injeções para geradores considerando diferentes cenários de carga. Para esta finalidade o modelo alternativo proposto mostrou-se satisfatório em testes realizados com vários sistemas de potência. Também merece destaque o fato de que o modelo alternativo fornece soluções em situações onde para se usar o modelo convencional são necessários procedimentos que tornam a análise mais complexa.

Em trabalhos futuros será apresentada a utilização do modelo alternativo proposto em métodos para a solução de problemas que impliquem no seu uso. Atualmente estão sendo desenvolvidas pesquisas para verificar a aplicação da hipótese básica do modelo proposto ao modelo não linear de cálculo de fluxo de potência.

Agradecimentos

Os autores desejam agradecer a CAPES, a FAPESP e ao CNPq pelo apoio que tornou possível este trabalho.

Referências Bibliográficas

Canto dos Santos, J. e Garcia, A. (1997). Um Método Para Restaurar Sistemas de Potência Após Blecautes Considerando Cargas Prioritárias, *Anais do III Congresso Latino-americano: Geração e Transmissão de Energia Elétrica*, Campos do Jordão – Brasil, pp. 659-664.

Carpentier, J.L., Di Bono, P.J. e Tournebise,P.J. (1993). Improved Efficient Bounding Method for DC Contingency Analysis Using Reciprocity Properties, *Paper 93 WM 234-5 PWRS, IEEE/PES 1993 Winter Meeting*, Columbus – USA.

Freris, L. e Sasson, A. (1968). Investigation of the Load Flow Problem, *Proceedings of IEE* **115**(10): pp. 1459-1470.

Galiana, F. (1984). Bound Estimates of the Severity of the Line Outages in Power System Contingency Analysis and Ranking, *IEEE Transactions on PAS*, **103**(9): pp. 2612-2622.

Monticelli, A., Santos, A., Pereira, M., Cunha, S., Parker, B. e Praça, J. (1982). Interactive Transmission Network Planning Using a Least-Effort Criterion, *IEEE Transactions on PAS*, **101**(10): pp. 3919-3925.

Monticelli, A. (1983). Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica, editora Edgard Blucher, São Paulo – Brasil.

Monticelli, A., Garcia, A. e Saavedra, O. (1990). Fast Decupled Load Flow: Hypothesis, Derivations and Testing, *IEEE Transactions on PWRS*, **5**(4): pp. 1425-1431.

Romero, R., Gallego, R. e Monticelli, A. (1996). Transmission System Expansion Planning by Simulated Annealing, *IEEE Transactions on PWRS*, **11**(1): pp. 364-369.

Wu, F. e Monticelli, A. (1988). Analytical Tools for Power System Restoration – Conceptual Design, *IEEE Transactions on PWRS*, **3**(1): pp. 10-16.

TRATAMIENTO DE CONTINGENCIAS QUE CAUSAN DESCONEXIONES EN SISTEMAS DE POTENCIA

José V. Canto dos Santos Ariovaldo V. Garcia
DSEE / FEEC / UNICAMP
Casilla de correo 6101
13081-970 Campinas - SP Brasil

RESUMEN

El análisis de contingencias, una de las principales tareas de análisis de seguridad estática de sistemas de potencia, se realiza simulando la salida de elementos del sistema (líneas, transformadores, generadores, etc.). La salida de líneas y transformadores puede causar desconexión de parte del sistema tal que las matrices involucradas en el proceso de obtención del estado del sistema se tornen singulares. En el esquema clásico las salidas de esas ramas no son simuladas e son apenas marcadas. En este trabajo se propone un nuevo método que es capaz de simular y ordenar las contingencias que causan desconexiones en los sistemas. El método utiliza un modelo lineal de flujo de potencia y una red ficticia propuesta anteriormente para la solución del problema de planificación de sistemas de transmisión. En las pruebas realizadas con un sistema de prueba de 30 barras adoptado internacionalmente y con un sistema brasileño real de gran dimensión, han sido obtenidos resultados plenamente satisfactorios. De ese modo pudieron ser abordados diversos casos de contingencias que no pueden ser simulados cuando se emplea el método tradicional. Con base en los resultados se concluye que el método propuesto contribuye para la mejora del análisis de la seguridad estática de sistemas de potencia, porque posibilita la distinción entre las contingencias que causan desconexiones en las redes eléctricas de acuerdo con el impacto que originan en la operación de estas redes.

Palabras clave: Sistemas de Potencia, Análisis de Seguridad, Selección de Contingencias, Análisis de Contingencias, Flujo de Potencia.

TREATMENT OF CONTINGENCIES WHICH CAUSE DISCONNECTIONS IN POWER SYSTEMS

ABSTRACT

The contingency analysis, one of the key tasks of the power system security analysis, is performed through simulating the outage of elements such transmission lines, transformers, generators, etc. The outage of branches (transmission lines and transformers) may cause the disconnection of parts of the system, such that the matrices needed to obtain the state variables (voltage angles and magnitudes) become singular. In the classical scheme the outage of these branches are not performed and these branches are only tagged. In this work is proposed a new method to perform the simulation and ranking of contingencies which cause desconnections in the systems. This method uses the linearized power flow model and a fictitious network, proposed earlier in a transmission planning method. Results obtained from tests using a 30 bus test system and also with a real-life brazilian system are presented and demonstrate the validity of the proposals. In this manner cases that could not be simulated with the conventional approach can be efficiently performed. From the results it is concluded that the proposed approach contributes for power systems static security analysis enhancement, because it makes possible the distinction among contingencies that cause disconnections in the electrical systems according to their impacts on system operation.

Keywords: Power Systems, Security Analysis, Contingency Screening, Contingency Ranking, Power Flow.

INTRODUCCION

En una sociedad industrial moderna, la operación segura de los sistemas de energía eléctrica es de fundamental importancia. Para garantizar la calidad de la operación en los centros de control de energía eléctrica, es que se efectúa la tarea de análisis de seguridad estática. Forma parte de esta tarea, descrita de manera resumida en la figura 1, la obtención de una lista ordenada de las principales contingencias que pueden ocurrir en el sistema. El ordenamiento es realizado considerando criterios que procuran tener en cuenta el nivel de gravedad de la contingencia para el sistema y, solamente, un número reducido de ellas es analizado de forma detallada. El método " exacto" para la selección de contingencias envuelve la solución de un flujo de potencia para cada caso simulado. Sin embargo esto no es práctico dadas las dimensiones de los sistemas de potencia y también las restricciones de tiempo de ejecución de las tareas, impuestas por el control de operación en tiempo real. Por esta razón fueron propuestos varios métodos aproximados para la solución del problema (Galiana, 1984; Brandwajn y Lauby, 1989.)

La obtención de la lista ordenada de contingencias es hecha, con el método convencional, a través del método mostrado en la figura 2, utilizado para la etapa de selección de contingencias.

En el método clásico, las contingencias que causan desconexión (o islas) de la red eléctrica, no son analizadas y es común considerar que todas tienen el mismo nivel de gravedad. Analizando los trabajos ya publicados, se verifica que muchos autores no describen como enfrentan el problema de redes desconexas. En otros trabajos, Carpentier et al., (1994) y Hsu y Kuo (1992) por ejemplo, está bien claro que las contingencias que causan desconexiones no son analizadas.

En este trabajo se propone un método de selección de contingencias que permite, de forma aproximada, el ordenamiento de contingencias que causan desconexiones en los sistemas eléctricos. El método propuesto trabaja con la parte activa del análisis de seguridad, donde, normalmente, son verificados los efectos de las contingencias en la distribución de los flujos de potencia activa. La parte reactiva, análisis de módulos de tensiones y de inyección de potencia reactiva, no es tratada en este trabajo.

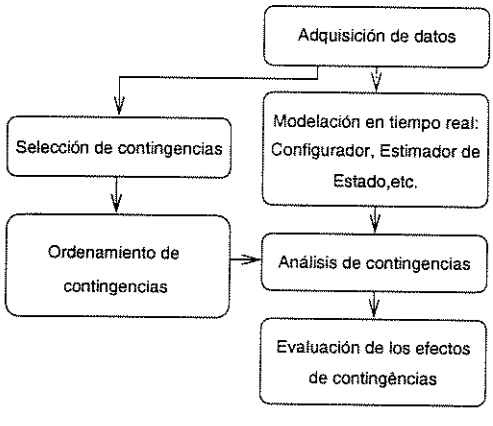


Fig. 1: Análisis de seguridad estática de sistemas de potencia

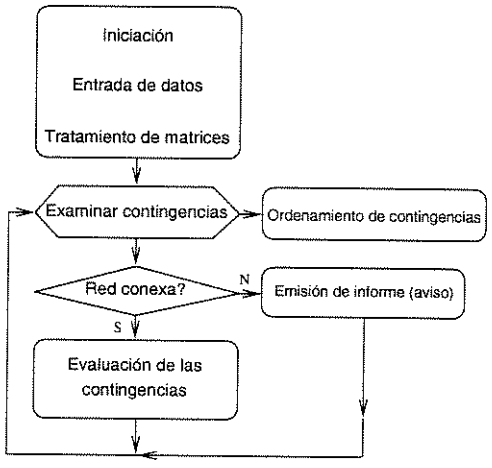


Fig. 2: Método clásico para la selección de contingencias

METODO PROPUESTO

En forma general se pueden hacer los siguientes comentarios sobre el análisis de seguridad frente a la ocurrencia de desconexiones:

- Debe tenerse en consideración que, en muchos casos, los sistemas siguen operando inclusive después de verificarse contingencias que causen desconexiones. En el análisis con el método clásico esto no se hace, pues esas contingencias no son analizadas.
- El grado de importancia de las barras que quedan aisladas debido a contingencias es muy variable. La importancia de una contingencia que causa desconexión, está directamente relacionada con la potencia total (carga o generación) de las barras desconectadas. Una contingencia que aisla una barra con inyección de potencia nula, no tiene efecto en el sistema, y, por lo tanto, no debe ser considerada crítica.

La figura 3 muestra un diagrama de bloques del método propuesto. En la primera etapa del método, después de la lectura de los datos del sistema analizado, se superpone a la red original una red ficticia.

El concepto de red ficticia fue propuesto originalmente en Monticelli et al. (1982) para el estudio de planificación de redes de transmisión. La idea básica consiste en superponer a cada rama de la red original una rama ficticia. Las reactancias de esas ramas ficticias son de valores muy altos, y son función de las reactancias originales. La utilización de este con-

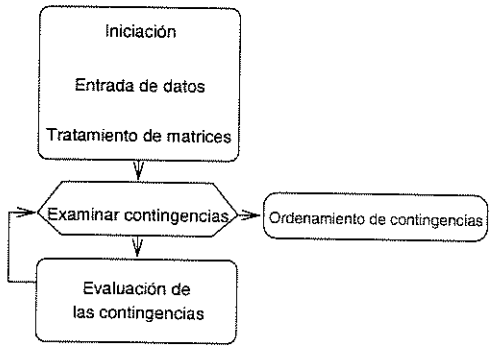


Fig. 3: Método propuesto para selección de contingencias

cepto permite, sin aumento significativo del esfuerzo computacional necesario, el análisis de redes eléctricas desconexas. En este trabajo la red ficticia fue creada a través de la multiplicación de las reactancias de las ramas originales por un factor igual a 10^4. Este factor garantiza la no singularidad de la matriz factorizada en el flujo de potencia utilizado, y ocurre lo mismo para las contingencias que tornan la red original desconexa. Solo las ramas de la red original tienen su salida de operación simulada. Así, el sistema analizado permanece conexo para todas las simulaciones realizadas. En la figura 4 se muestra un ejemplo de la utilización de este concepto.

La parte principal del método consiste en la evaluación de los efectos de las contingencias simuladas. Se utilizó el modelo linealizado del flujo de potencia (FCDC), descrito en Monticelli et al. (1982). Se emplean técnicas especiales para explorar la dispersidad de las matrices y vectores involucrados en el proceso de obtención de la solución (Zollenkopf, 1971; Tinney et al. 1985). Las contingencias simples y múltiples fueron simuladas vía método de la compensación, una técnica bastante conocida y descrita en Alsaç et al.(1983).

Durante la etapa de evaluación de las contingencias (figura 3), se calculan los flujos de potencia activa en las ramas del sistema. Esto se realiza con la expresión del modelo FCDC:

$$P_{km} = \frac{\theta_{km}}{x_{km}} \qquad (1)$$

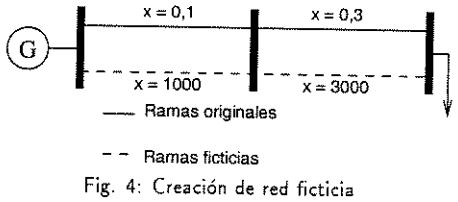


Fig. 4: Creación de red ficticia

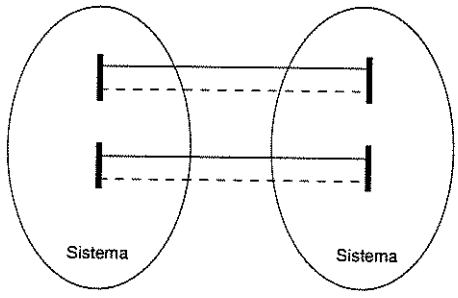


Fig. 5: Tipos de contingencias

Donde:
P_{km} = flujo de potencia activa en la rama k - m (pu),
θ_{km} = abertura angular de la rama k – m (radianes), definida por $\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$,
x_{km} = reactancia de la rama k – m (pu).

Para cada contingencia simulada se realiza un análisis (filtrado) en los flujos de potencia activa. Si todos los flujos en la red ficticia son despreciables, implica que no hubo necesidad de la utilización de estos caminos artificiales. Entonces la contingencia no origina islas en el sistema o causa desconexión de una barra (o grupo de barras) con inyección activa neta nula. Estas contingencias son clasificadas como tipo I. Ya, si en la red ficticia existieron flujos de potencia no despreciables, se constata la presencia de barras aisladas con inyecciones netas no nulas en el sistema. Estas contingencias son clasificadas como tipo II. La figura 5 muestra un esquema que ilustra estos conceptos. Con una contingencia en una de las ramas mostradas en la figura 5, la red original permanecerá conexa, los flujos en la red ficticia serán despreciables y la contingencia será clasificada como tipo I. En cambio, una contingencia simultánea en las dos ramas de la figura 5 tornará la red original desconexa, surgirán flujos no despreciables en la red ficticia y la contingencia será calificada como tipo II. Es importante notar que en el método propuesto, no existe la prueba convencional de conectividad de los sistemas. El procedimiento de filtrado es diferente de la prueba convencional de conectividad.

Culminando la fase de evaluación de las contingencias, se calculan los índices de desempeño que reflejan el impacto de las mismas en los sistemas. Para las contingencias del tipo I el índice es calculado con la expresión (solamente para la red original):

$$PI_l = \sum_{i=1, i\neq j}^{nl} \left(\frac{|\, P^i_{km} \,|}{|\, \overline{P}^i_{km} \,|} \right)^2 \quad \text{se} \quad |\, P^i_{km} \,| \geq |\, \overline{P}^i_{km} \,| \qquad (2)$$

Donde:
PI_l = índice de desempeño de la contingencia.
P^i_{km} = flujo de potencia activa en la rama i (pu).

$\overline{P}^{i}_{km}$ = límite de flujo de potencia activa en la rama i (pu).
nl = número de ramas originales del sistema.
j = ramas con contingencia.

Considérese ramas ficticias cuyas ramas originales están fuera de operación. Para contingencias del tipo II, la suma de los flujos de potencia activa en esas ramas ficticias es igual a la suma algebraica de las inyecciones que quedaron aisladas en el sistema. Así, para esas contingencias los índices de desmpeño son calculados solamente para la red ficticia. Esto se hace con la expresión:

$$PI_{II} = \sum_{i \in K} | P^{i}_{km} | \qquad (3)$$

Donde:
PI_{II} = índice de desempeño de la contingencia.
P^{i}_{km} = flujo de potencia activa en la rama ficticia i (pu).
K = conjunto de ramas ficticias, cuyas ramas originales correspondientes están fuera de operación.

Con esta formulación, el índice de desempeño PI_{II} representa el total de inyecciones netas que el sistema pierde cuando ocurren contingencias que lo tornan desconexo.

En la última etapa del método propuesto, las contingencias son ordenadas mediante sus índices de desempeño. Se construyen dos listas ordenadas de contingencias. Las listas son independientes: una para las contingencias tipo I, ordenada por PI_I y otra para las tipo II, ordenada por PI_{II}.

RESULTADOS

El sistema de potencia IEEE-30, descrito en Freris y Sasson (1968), es bastante conocido y por ser pequeño facilita el análisis de los resultados obtenidos. El sistema posee 30 barras y 41 ramas y está representado en la figura 6.

En la tabla 1 están indicados los casos de contingencias que fueron simulados en el sistema IEEE-30. Ya que el objetivo es estudiar casos de desconexiones en el sistema, fueron simuladas contingencias de ramas hasta de 5ª orden. En la última columna de la tabla 1 se indicam los efectos de cada contingencia, que pueden ser verificados en la figura 6. Asi mismo en esta tabla están indicadas las inyecciones activas (cargas o generaciones) que quedan desconexas cuando ocurren los casos 1 a 7.

Las dos listas ordenadas de contingencias para este sistema, están representadas en las tablas 2 y 3. La tabla 2 muestra las contingencias que fueron calificadas como tipo I (no causan desconexiones o desconectan barras con inyección nula). En esta tabla se nota la presencia del caso número 5 cuya ocurrencia causa la desconexión de la barra 13 del sistema, cuya inyección activa es nula. El índice de desempeño PI_I fué normalizado (PI^{*}_{I}) para una mejor comparación de la gravedad de las contingencias.

Tabla 1: Casos simulados - IEEE 30

Contingencias simuladas		
Caso	Ramas ausentes	Barras desconexas
1	11 12 15 40 41	9 a 30 (104,7 MW)
2	31 33 36	25 a 27 29 30 (16,5 MW)
3	1 3 5 6	2 (18,3 MW)
4	1 2	1 (243,4 MW)
5	15 16	13 (0 MW)
6	12 14 25 26 31	10 21 22 (23,3 MW)
7	17 18 22 32	14 15 23 (17,6 MW)
8	1 17 39	No existen
9	8 29	No existen
10	15 22 27 38	No existen

Tabla 2: Resultados obtenidos - IEEE 30

Contingencias tipo I		
Posicíon	Caso	PI^{*}_{I}
1	8	1,00000
2	10	0,71793
3	5	0,62327
4	9	0,27990

La tabla 3 muestra, para el sistema IEEE 30, la lista ordenada de contingencias calificadas como tipo II (causan desconexión de inyecciones no nulas). Es importante notar que, según lo esperado, los valores del índice de desempeño PI_{II} representan el total de las inyecciones que el sistema pierde cuando ocurren las contingencias simuladas. El caso que se considera más grave (caso 4) es la desconexión de la barra de holgura ("slack") del sistema IEEE 30. El valor de 243,4 MW corresponde exactamente a la inyección de potencia activa necesaria en esta barra para garantizar el balance de potencia en el sistema.

La figura 7 ilustra el caso de la contingencia nº 7 de la tabla 1. Cuando ocurre esta contingencia la sub-red formada por las barras 14, 15 y 23 queda conectada al resto del sistema IEEE-30, solamente por la red ficticia. En la misma figura se muestran las ramas de la red ficticia que poseen flujo de potencia no despreciable. Se nota que la suma de estos flujos es igual a la suma de las cargas existentes en las barras 14, 15 y 23. O sea: toda la potencia activa necesaria para estas barras fluye por las ramas ficticias cuyas ramas originales correspondientes están fuera de operación.

El sistema de potencia que representa las regiones

Tabla 3: Resultados obtenidos - IEEE 30

Contingencias tipo II			
Posicíon	Caso	PI_{II}(MW)	PI^{*}_{I}
1	4	243,4	1,00000
2	1	104,7	0,43016
3	6	23,3	0,09573
4	3	18,3	0,07518
5	7	17,6	0,07231
6	2	16,5	0,06782

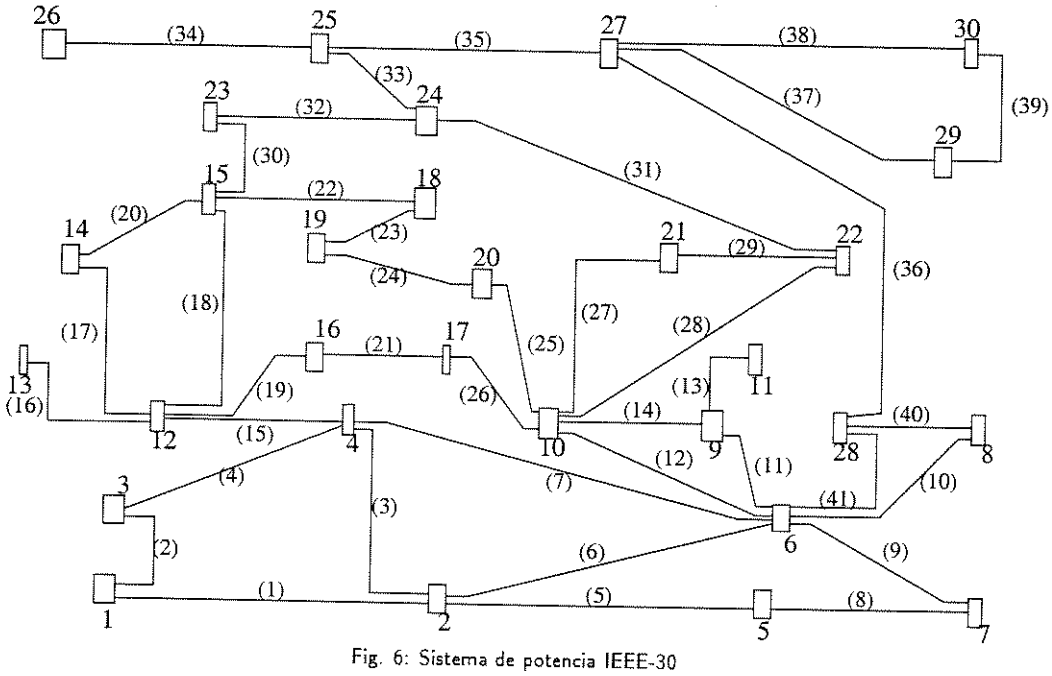


Fig. 6: Sistema de potencia IEEE-30

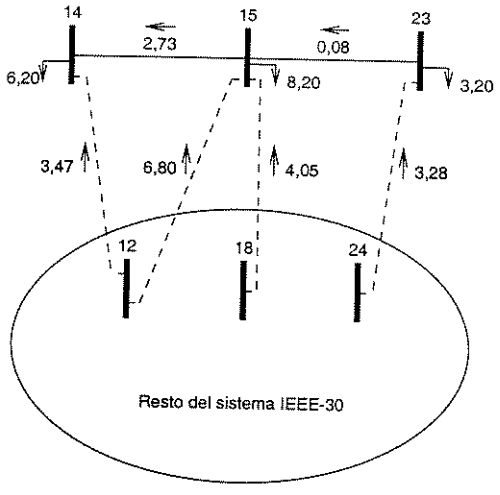


Fig. 7: Contingencia simulada

Sur y Sudeste de Brasil (Sur-sudeste) posee 810 barras, 1340 ramas y todas las características de un sistema real grande. Fueron simuladas 10 contingencias, de las cuales: 3 no causan desconexión, 2 que desconectan barras con inyecciones nulas, 3 que desconectan barras de carga y 2 que desconectan barras de generación. Estas contingencias y sus efectos constituyen la tabla 4, mostrada a continuación.

Las tablas 5 y 6 muestran las listas ordenadas de contingencias obtenidas para el sistema Sur-sudeste, simulándose los casos de la tabla 4.

Analizando las tablas 5 y 6 se observa que, similarmente al sistema IEEE-30, fueron obtenidos los resultados esperados. Las dos contingencias que aislan barras con inyección neta nula (casos 4 y 5) aparecen en la tabla 5 calificadas como tipo I. Por otro lado en la ta-

Tabla 4: Casos simulados - Sur-sudeste

Contingencias simuladas		
Caso	Ramas ausentes	Efecto (barras desconexas)
1	22 29 37	No existen
2	76 77	No existen
3	178 192	No existen
4	473 476 a 479	603 (0 MW)
5	352 382 a 384	500 (0 MW)
6	406 411	540 (25,6 MW)
7	316 490	624 (30,6 MW)
8	236 248	344 (22,2 MW)
9	201 202	298 (13,0 MW)
10	246 248	349 (18,2 MW)

Tabla 5: Resultados obtenidos - Sur-sudeste

Contingencias tipo I		
Posicíon	Caso	PI_l^*
1	4	1,00000
2	1	0,99843
3	5	0,99645
4	2	0,99331
5	3	0,99323

Tabla 6: Resultados obtenidos - Sur-sudeste

Contingencias tipo II			
Posicíon	Caso	PI_{ll}(MW)	PI_l^*
1	7	30,6	1,00000
2	6	25,6	0,83660
3	8	22,2	0,72549
4	10	18,2	0,59477
5	9	13,0	0,42484

bla 6 están las contingencias calificadas como tipo II y que no son estudiadas por el método clásico de análisis de seguridad. De la misma forma que en la tabla 3, los valores de PI_{ll} representan el total de las inyecciones activas que el sistema pierde cuando ocurren las contingencias simuladas.

CONCLUSIONES

El objetivo de este trabajo fue proponer un método para el análisis de la seguridad estática de sistemas de potencia, que efectúe la evaluación de contingencias que causan desconexiones en los sistemas. Este objetivo ha sido alcanzado con el uso del modelo de FCDC y del concepto de red ficticia - Monticelli et al., (1982).

En los resultados obtenidos, para cada sistema analizado, son presentadas dos listas ordenadas de contingecias. La primera contiene las contingencias que no causan desconexiones o que desconectan barras con inyecciones netas nulas. La segunda lista, ordenada por el total de las inyecciones en las barras desconexas, contiene las contingencias que causan islas en los sistemas analizados.

En trabajos futuros, será verificada la posibilidad de expansión del método propuesto, para enfocar la parte reactiva del análisis de la seguridad.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer a CAPES, FAPESP y al CNPq por el apoyo que hizo posible este trabajo.

REFERENCIAS

Alsaç, O., Stott, B. y Tinney, W.F., Sparsity-oriented Compensation Methods for Modified Network Solutions, IEEE Transactions on PAS: 102 (5), 1050-1060 (1983).

Brandwajn, V. y Lauby, M., Complete Bounding Method for AC Contingency Screening, IEEE Transactions on PWRS: 4 (2), 724-729 (1989).

Carpentier, J. L., Di Bono, P. J. y Tournebise, P. J., Improved Efficient Bounding Method for DC Contingency Analysis Using Reciprocity Properties, IEEE Transactions on PWRS: 9 (1), 76-84 (1994).

Freris, L. y Sasson, A., Investigation of the Load Flow Problem, Proceedings of IEE: 115 (10), 1459-1470 (1968).

Galiana, F., Bound Estimates of the Severity of the Line Outages in Power System Contingency Analysis and Ranking, IEEE Transactions on PAS: 103 (9), 2612-2622 (1984).

Hsu, Y. y Kuo, H., Fuzzy-set Based Contingency Ranking, IEEE Transactions on PWRS: 7 (3), 1189-1196 (1992).

Monticelli, A., Santos, A., Pereira, M. V. F., Cunha, S. H., Parker, B. J. y Praça, J. C. G., Interactive Transmission Network Planning Using a Least-Effort Criterion, IEEE Transactions on PAS: 101 (10), 3919-3925 (1982).

Tinney, W.F., Brandwajn, V. y Chan, S.M., Sparse Vector Methods, IEEE Transactions on PAS: 104 (2), 295-301 (1985).

Zollenkopf, K. Bi-factorization Basic Computational Algorithm and Programming Techniques, In Reid, J.K., Large Sparse Sets of Linear Equations, Academic Press, Londres - UK, 75-96 (1971).