

**INCLUSÃO DE RESTRIÇÕES DINÂMICAS NA ANÁLISE DE
FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO**

RAFAEL MONTES FONTOURA

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:

Prof. Edimar José de Oliveira, D.Sc - Orientador - UFJF

Nelson Martins, Ph.D. - CEPEL

Prof. José Luiz Rezende Pereira, Ph.D. - UFJF

Prof. Pedro Gomes Barbosa, D.Sc - UFJF

JUIZ DE FORA, MG – BRASIL.
AGOSTO DE 2006

A Deus,
aos meus pais Enéas e Marlene,
meus irmãos Héverton e Priscila,
e minha namorada Ariadne, com muito amor.

AGRADECIMENTOS

A Deus, conhecedor de todas as ciências, pela minha vida, inteligência, saúde, consolo, força e esperança em todos os momentos.

Ao Professor Edimar José de Oliveira pela brilhante orientação e enorme dedicação cedidas para a realização deste trabalho. Sua ajuda e conselhos tornaram-se, nos momentos difíceis, peças fundamentais na elaboração do trabalho. Além disso, seus ensinamentos guiaram sabiamente minha formação profissional.

Ao Professor José Luiz Rezende Pereira pelos ensinamentos passados durante o curso de pós-graduação, essenciais para a compreensão de diversos aspectos envolvidos neste estudo.

Ao LABSPOT (Laboratório de Sistemas de Potência da Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora), pela disponibilidade de utilização de recursos computacionais.

A todos os professores, amigos e colegas do curso de pós-graduação que direta ou indiretamente contribuíram para a realização desta dissertação. Em especial, agradeço ao amigo Leonardo Willer de Oliveira, pela grande ajuda na implementação de algoritmos e elaboração de artigos.

Aos meus pais Enéas Fontoura e Marlene Machado M. Fontoura, ao meu irmão Héverton M. Fontoura e à minha irmã Priscila M. Fontoura, pelo incentivo e apoio dado durante todo o curso de pós-graduação.

A minha namorada Ariadne M. de Souza Vasconcelos, pelo incentivo e compreensão, principalmente das horas ausentes dedicadas a elaboração deste grandioso projeto.

Resumo da Dissertação apresentada à UFJF como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica (M.S.)

INCLUSÃO DE RESTRIÇÕES DINÂMICAS NA ANÁLISE DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

Rafael Montes Fontoura

Agosto / 2006

Orientador: Edimar José de Oliveira, D.Sc.

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho propõe a inclusão de restrições dinâmicas na análise de Fluxo de Potência Ótimo (FPO), envolvendo o problema associado ao fechamento de anel elétrico e ao planejamento de fontes de potência reativa. Os algoritmos desenvolvidos utilizam a metodologia primal-dual de pontos interiores (MPI) associada à técnica de decomposição matemática de Benders.

A utilização do MPI para cálculo do fluxo de potência é motivada pelo seu bom desempenho, possibilidade de se modelar as não linearidades pertinentes aos sistemas elétricos de potência e conceituada utilização em softwares de uso comercial. A técnica de decomposição matemática de Benders é usada para reduzir a dimensão do sistema e proporcionar informações através dos índices de sensibilidade obtidos nos subproblemas.

O objetivo da inclusão de restrições dinâmicas no problema de fluxo de potência ótimo é resguardar a integridade de geradores síncronos diante às perturbações presentes no sistema, sejam elas programadas (Fechamento de Anéis) ou não (Contingências). As análises com restrições dinâmicas podem ser uma ferramenta eficiente para definir ações operacionais preventivas ou investimentos no sistema.

Para simulações dinâmicas foi utilizado o programa Anatem, desenvolvido Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL). A metodologia proposta foi implementada em código MATLAB e testada em sistemas IEEE.

Abstract of Dissertation presented to UFJF as a partial fulfillment of the requirements for a Electrical Engineering Master degree (M.S.)

INCLUSION OF DYNAMIC RESTRICTIONS IN THE ANALYSIS OF
OPTIMAL POWER FLOW

Rafael Montes Fontoura

August / 2006

Advisor: Prof. Edimar José de Oliveira, D.Sc

Department: Electrical Engineering

This work proposes the inclusion of dynamic constraints in the Optimal Power Flow (OPF) formulation, involving the problem associated with closing loops and reactive power sources planning. The proposed algorithm uses the primal-dual Interior Point Methodology (IPM) associated with the mathematical Benders decomposition technique.

The use of IPM was motivated by its performance, possibility to model the nonlinear issues in power systems and its application in commercial software. The mathematical technique of Benders decomposition was used to reduce system dimension and to provide subproblems sensitivity indexes.

Dynamic constraints were included in the problem of optimal power flow in such a way to protect the integrity of synchronous generators when system disturbances occur. These disturbances can either be programmed (closing loops) or not (contingencies). The analysis of dynamic impacts can be an efficient tool to define preventive operational actions or to determine the power system investment planning.

The dynamic simulations were carried out using the software ANATEM, from CEPTEL. The proposed methodology was implemented in MATLAB and tested in IEEE systems.

SUMÁRIO

Capítulo	10
I.....	10
I.1 O Fluxo de Potência Ótimo	10
I.2 Fechamento de Anel no Sistema Elétrico	12
I.3 Planejamento de Suporte de Potência Reativa	14
I.4 Motivação da Dissertação	15
I.5 Objetivos da Dissertação	15
I.6 Publicações Decorrentes desta Dissertação.....	16
I.7 Estrutura da Dissertação.....	16
Capítulo	17
II	17
II.1 Introdução	17
II.2 Modelagem das Máquinas Síncronas	19
II.3 Representação das Cargas.....	20
II.4 Restrições de Estabilidade	22
II.5 Restrições de Impacto	30
II.6 Restrições de Segurança	33
II.7 Conclusões	34
Capítulo	36
III	36
III.1 Considerações Iniciais	36
III.2 Fechamento de Anel	37
III.2.1 Modelagem do Subproblema 1.....	37
III.2.2 Modelagem do Subproblema 2.....	41
III.3 Escolha do Lado de Fechamento do Anel	48
III.4 Geradores para Redespacho.....	52
III.5 Algoritmo de Solução.....	55
III.6 Exemplo Numérico.....	57
III.7 Planejamento do Suporte de Potência Reativa	64
III.7.1 Metodologia Tradicional	64
III.7.2 Metodologia Proposta.....	66
III.7.3 Modelagem Subproblema 1.....	68
III.7.4 Modelagem Subproblema 2.....	70
III.7.5 Modelagem Subproblema 3.....	73
III.8 Conclusões.....	74

Capítulo	75
IV	75
IV.1 Considerações Iniciais	75
IV.2 Estudo de Casos para Fechamento de Anel	76
IV.2.1 IEEE-118	76
IV.3 Estudo de Casos para Planejamento	88
IV.3.1 IEEE-14M	89
IV.3.2 IEEE-118M	94
IV.4 Conclusões	99
Capítulo	100
V	100
V.1 Conclusões	100
V.2 Propostas de Desenvolvimentos Futuros	101
Apêndice	103
A	103
A.1 Introdução	103
A.2 Método de Pontos Interiores	103
A.3 Formulação do Problema de FPO	104
A.4 Resolução do Problema	107
A.5 Atualização das Variáveis	110
A.6 Atualização do Parâmetro Barreira e do Gap	112
A.7 Algoritmo de Solução do MPI	112
Apêndice	114
B	114
B.1 Introdução	114
B.2 Formulação Matemática	115
Apêndice	118
C	118
C.1 Introdução	118
C.2 Estrutura Hessiana	118
Apêndice	120
D	120
D.1 Introdução	120
D.2 Sistema IEEE-118	120
D.3 Sistema IEEE-14M	124
D.4 Sistema IEEE-118M	125

LISTA DE FIGURAS

Figura II.1 – Comportamento estável da máquina síncrona.....	18
Figura II.2 – Máquina vista pela rede de transmissão.....	19
Figura II.3 – Representação das cargas no período transitório.....	21
Figura II.4 – Transitório de potência elétrica da máquina síncrona.....	31
Figura II.5 – Fechamento de Anel.....	31
Figura II.6 – Esquema de solução por decomposição de Benders.....	32
Figura II.7 - Esquema para inclusão de restrições de segurança.....	33
Figura III.1 - Visualização gráfica da potência ativa injetada.....	43
Figura III.2 – Energização da linha de transmissão.....	48
Figura III.3 – Modo de simulação do fechamento.....	51
Figura III.4 – Fluxograma da Metodologia para escolha do Lado de Energização.....	52
Figura III.5 – Transferência de geração para redução do impacto.....	53
Figura III.6 – Fluxograma da metodologia de seleção de geradores para o redespacho.....	54
Figura III.7 – Fluxograma algoritmo proposto.....	55
Figura III.8 – Sistema Exemplo de 6 barras.....	57
Figura III.9 – Fechamento da linha nas condições iniciais.....	59
Figura III.10 – Fechamento da linha na condição otimizada.....	63
Figura III.11 – Esquema tradicional para inclusão de restrições de segurança.....	64
Figura III.12 – Metodologia de planejamento proposta.....	66
Figura IV.1 – Área crítica para estudo do fechamento de anel: IEEE-118.....	77
Figura IV.2 – Transitório no gerador #80 para as condições iniciais.....	79
Figura IV.3 – Processo iterativo de Benders com redespacho de 3 geradores.....	82
Figura IV.4 – Processo iterativo de Benders com redespacho de 4 geradores.....	83
Figura IV.5 – Processo Iterativo de Benders.....	84
Figura IV.6 – Transitório no gerador #80 para a condição otimizada.....	87
Figura IV.7 – Transitório no gerador #80 para a condição otimizada.....	88
Figura IV.8 – Sistema teste IEEE-14M.....	89
Figura IV.9 – Transitório do gerador #3 para a contingência 1 considerando ajustes da metodologia tradicional.....	91
Figura IV.10 – Transitório do gerador #3 para a contingência 1 considerando ajustes da metodologia proposta.....	93
Figura IV.11 – Transitório do gerador #4 para a contingência 1 considerando ajustes da metodologia tradicional.....	95
Figura IV.12 – Transitório do gerador #61 para a contingência 2 considerando ajustes da metodologia tradicional.....	96
Figura IV.13 – Transitório do gerador #4 para a contingência 1 considerando ajustes da metodologia proposta.....	97

Figura IV.14 – Transitório do gerador #61 para a contingência 2 considerando ajustes da metodologia tradicional.	97
Figura A.1 - Simplex X MPI.	104

LISTA DE TABELAS

Tabela III.1 – Dados de linha do Sistema Exemplo.	57
Tabela III.2 – Dados dos geradores.	58
Tabela III.3 – Condições operativas iniciais.	58
Tabela III.4 – Variação de potência elétrica.....	60
Tabela III.5 – Coeficientes de Lagrange.	61
Tabela III.6 – Redespacho iteração 2.	62
Tabela III.7 – Condições Ótimas – Redespacho.....	62
Tabela IV.1 - Características dos Sistemas Testes.	75
Tabela IV.2 – Linha de Transmissão a ser fechada: IEEE-118.....	77
Tabela IV.3 – Dados de Geradores: IEEE-118.....	78
Tabela IV.4 – Condições operativas iniciais: IEEE-118.	78
Tabela IV.5 – Variação de potência elétrica.....	80
Tabela IV.6 – Coeficientes de Lagrange: IEEE-118.	80
Tabela IV.7 – Lista de Geradores para Redespacho: IEEE-118.....	81
Tabela IV.8 – Potência Ativa na Iteração 3.....	85
Tabela IV.9 – Condições Ótimas – Redespacho.	86
Tabela IV.10 – Tensão nos pólos do disjuntor (pu).	87
Tabela IV.11 – Dados dos geradores: IEEE-14M.	89
Tabela IV.12 - Lista de Contingências: IEEE-14M.	90
Tabela IV.13 - Variação da potência elétrica na contingência 1:IEEE-14M.	90
Tabela IV.14 - Alocação de Potência Reativa: IEEE-14M.	92
Tabela IV.15 - Variação da potência elétrica na contingência 1:IEEE-14M.	92
Tabela IV.16 - Ajuste das tensões dos geradores: IEEE-14M.	93
Tabela IV.17 - Fluxo de potência ativa na contingência 1: IEEE-14M.	94
Tabela IV.18 - Lista de Contingências: IEEE-118M.	94
Tabela IV.19 - Alocação de Potência Reativa: IEEE-118M.	94
Tabela IV.20 - Variação da potência elétrica na contingência 1:IEEE-118M.	96
Tabela IV.21 - Ajuste das tensões dos geradores: IEEE-118M.	98
Tabela IV.22 - Fluxo de potência ativa na contingência 1: IEEE-118M.	98
Tabela D.1 – Condições operativas iniciais para o fechamento do anel: IEEE-118. ...	120
Tabela D.2 – Dados de geração e carga: IEEE-14M.....	124
Tabela D.3 – Dados de geração e carga: IEEE-118M.....	125

Capítulo I

Introdução

I.1 O Fluxo de Potência Ótimo

Desde a instalação dos primeiros geradores e linhas de transmissão, os sistemas elétricos têm se tornado mais interligados e extensos, abrangendo grandes áreas e atendendo demandas cada vez maiores. A intensificação deste processo, somado a fatores como a desregulamentação do setor e a contínua incorporação de novas tecnologias de equipamentos têm aumentado sobremaneira a complexidade operacional dos sistemas de energia elétrica. Surge então a necessidade de um constante aprimoramento dos métodos e instrumentos dedicados ao planejamento e controle da operação, que propicie ações seguras tanto do ponto de vista técnico como econômico.

O Fluxo de Potência Ótimo (FPO) é uma opção diante à necessidade de desenvolver uma ferramenta mais inteligente e eficiente que proporcione aos planejadores do sistema a habilidade de analisar problemas de múltiplas variáveis e alternativas [1].

O problema de FPO envolve a minimização de alguma função de custo enquanto simultaneamente satisfaz um conjunto de restrições físicas e operacionais impostas pelas limitações dos equipamentos e exigências de segurança em um sistema de potência. Ele foi primeiramente formulado por Carpentier em 1962 baseado em um problema de despacho econômico, e desde então tem desfrutado de aperfeiçoadas técnicas matemáticas e eficientes formulações de problemas [2]. Dentre as diversas abordagens propostas para resolver o FPO, pode-se destacar o método de pontos interiores (MPI) [3]. Este método foi desenvolvido originalmente para resolver problemas de programação linear [4], sendo

mais tarde reformulado e adaptado para solução de problemas não lineares [5][6], seguindo uma história de intensos estudos apresentada na referência [7].

Devido ao seu bom desempenho para problemas de grande porte, o MPI hoje é aplicado com sucesso em, por exemplo, problemas relacionados com:

- Coordenação Hidro-Térmica [8][9]: Operação ótima de sistemas de geração predominantemente hidrelétricos, pela determinação de estratégias em cada usina do sistema, que minimize os custos de operação;
- Compensador Estático de Reativos [10][11]: Ajustes no equipamento a fim de minimizar o investimento em fontes de potência reativa;
- Estabilidade transitória [12][13]: Metodologias para estimação de limites estáveis de operação considerando efeitos transitórios causados por faltas no sistema;
- Compensação Série [14][15]: Influência de contingências na localização e dimensionamento de compensadores série ;
- Expansão do Sistema de Transmissão [16]: Estratégia de construção de linhas a fim de minimizar custos de operação e investimento.

Além destas aplicações encontradas na literatura, destacam-se as aplicações de FPO que envolvem o “Fechamento de Anel no Sistema Elétrico” e o “Planejamento de Suporte de Potência Reativa”. O aprimoramento das técnicas para tratar estas duas aplicações é o foco principal do trabalho proposto nesta dissertação.

I.2 Fechamento de Anel no Sistema Elétrico

A recomposição do sistema elétrico de potência é um processo que se inicia após um blecaute e envolve a reenergização do sistema, cujo objetivo é atingir no menor tempo possível as condições normais de operação [17].

No início do processo de recomposição, o sistema encontra-se dividido em um conjunto de áreas geoeletricas atendendo cargas mínimas locais. Nesta fase, denominada fase fluente, os procedimentos são descentralizados e efetuados pelos operadores das instalações com um mínimo de troca de informações entre as instalações e centros de operação.

Na fase coordenada, os centros de operação realizam a interligação entre as áreas, de acordo com critérios definidos nos procedimentos de recomposição [18]. Destaca-se nesta fase, o complexo processo de fechamento de anéis na rede de transmissão.

O religamento de uma linha que fecha um anel elétrico pode causar torques transitórios devido a variações instantâneas de potência elétrica nos eixos das máquinas síncronas mais próximas eletricamente. Isto pode causar danos permanentes às máquinas, tais como ruptura dos seus eixos e acoplamentos [19] e / ou retornar o sistema à instabilidade [20] prejudicando o andamento do processo de recomposição. Estes torques são diretamente dependentes da diferença angular entre as tensões das barras às quais a linha será conectada [21]. Esta grandeza é referida na literatura por SPA (*Standing Phase Angle*).

No sistema, fechamentos inadequados são evitados utilizando-se um relé de verificação de sincronismo (*synchrocheck relay*), que não permite fechamentos com valores de SPA superiores aos previamente configurados [22]. Para condições de operação em que o SPA é excedido, um redespacho de potência ativa nos geradores é necessário para reduzir os torques transitórios a valores aceitáveis. Várias metodologias têm sido propostas para este procedimento e normalmente demandam grande experiência do usuário consumindo muito tempo para a avaliação [23]. A referência [24] apresenta um modelo para redução do tempo de coordenação da restauração. A referência [25] trata da redução do SPA através do redespacho de potência ativa. A referência [26] descreve um modelo baseado em fatores de sensibilidade obtidos de um fluxo de carga CA para encontrar as barras de

geração mais sensíveis ao fechamento do anel.

Outros trabalhos, baseados em Fluxo de Potência Ótimo (FPO), têm sido apresentados para reduzir o SPA. As referências [27] e [28] propõem um redespacho mínimo onde o limite máximo para a diferença angular entre duas barras é incluído no problema de otimização através de restrições funcionais. Esta metodologia é aplicada supondo-se que o valor máximo de SPA seja conhecido.

No trabalho descrito em [29], os autores propuseram uma nova técnica para incorporar na formulação do fechamento de anel os impactos instantâneos nos eixos das máquinas síncronas. Os impactos, considerando-se a modelagem das máquinas síncronas, são incorporados ao FPO através de restrições dinâmicas de impacto. A metodologia apresentada utiliza o critério estabelecido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) [30], como parâmetro para variação máxima instantânea da potência elétrica. Resultados importantes foram posteriormente obtidos [31][32] demonstrando que um mesmo valor de SPA pode proporcionar impactos de diferentes grandezas, o que depende da estrutura do sistema e características dos geradores envolvidos.

Na metodologia apresentada em [29], dois aspectos não foram abordados: (i) Escolha do lado de fechamento do anel - O fechamento de anel caracteriza-se pela ligação de um dos lados da linha estando o outro lado energizado, onde além da diferença angular também poderá ser verificada elevada tensão no pólo do disjuntor causada pelo *efeito Ferranti*. A escolha do lado de fechamento e os ajustes nos despachos de potência reativa são importantes, tendo em vista a necessidade de manter a tensão nos pólos do disjuntor em valores recomendados pelos fabricantes e operadores; (ii) Número de geradores para redespacho - Permitir redespacho em um número elevado de geradores para atendimento às restrições de torques, ocasiona um consumo elevado de tempo, além de modificar a estrutura do sistema no momento de recomposição. Portanto, torna-se necessário um método eficaz para identificar os geradores cujo ajuste de geração implique altas reduções de impacto no fechamento.

I.3 Planejamento de Suporte de Potência Reativa

O objetivo do planejamento da operação dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP) é garantir uma operação ótima sob condições normais e operação viável sob regime de contingência [33][34]. Para tanto, este planejamento consiste em determinar a localização e o valor do suporte de potência reativa necessários para a operação viável do sistema. O problema é colocado como um problema de FPO associado à minimização de suporte de potência reativa, considerando-se o sistema em contingência [35].

Tradicionalmente, a técnica de decomposição matemática de Benders [36] tem sido aplicada a este tipo de problema [37]. Para tanto, o problema é dividido em dois subproblemas hierárquicos:

- a. Subproblema de Investimento: Considera a operação do sistema em condições normais. Neste subproblema, os controles disponíveis são ajustados e os investimentos em fontes de potência reativa são realizados a fim de assegurarem uma operação viável do sistema em regime de contingência [37][11];
- b. Subproblema de Operação: Considera o sistema em contingência. Neste subproblema é verificado se os ajustes e os investimentos realizados em “a” são suficientes para a operação viável. Caso não sejam suficientes, o sistema é inviável para operar com esta contingência. Neste caso, um corte de Benders é gerado para o subproblema de investimento. O processo continua até que a operação do sistema seja viável para toda a lista de contingências.

Na referência [38], um critério para determinação de barras candidatas a alocação é proposto utilizando um indicador de proximidade de colapso de tensão. O processo de escolha é feito anteriormente ao subproblema de investimento. A referência [39] apresenta a evolução de ferramentas que permitem a localização e operação ótima de dispositivos de controle de potência reativa. A referência [40] propõe a formulação deste problema de planejamento considerando simultaneamente restrições estáticas assim como restrições de estabilidade de tensão. A margem de estabilidade é definida em termos de um padrão do sistema com carga elevada.

Embora outros estudos nesta área tenham sido realizados [41][42], não foi encontrado na literatura referência sobre a consideração, no planejamento de potência reativa, do aspecto transitório das contingências. Ou seja, a formulação tradicional do problema não incorpora na análise os impactos nos eixos dos geradores causados no instante da ocorrência da contingência. Sendo assim, após a análise de investimentos realizada, torna-se necessário verificar através de simulação dinâmica, se a proposta de ajuste e investimento realizada é viável quanto ao limite de torque permitido nas máquinas do sistema. Ou seja, a potência reativa alocada pode não ser adequada para o problema de impacto nos eixos dos geradores, exigindo um novo estudo de planejamento.

I.4 Motivação da Dissertação

Tendo em vista as experiências relacionadas com restrições dinâmicas já realizadas na Universidade Federal de Juiz de Fora, pode-se identificar um campo vasto para pesquisa. Destacam-se nesta área: (i) Definição do lado do fechamento do anel; (ii) Escolha dos geradores para redespacho e (iii) inclusão de restrições de torque no planejamento de potência reativa.

I.5 Objetivos da Dissertação

1. Aprofundar o estudo da inclusão de restrições dinâmicas no problema de Fechamento de Anel, criando uma metodologia para escolha do melhor lado de energização da linha e um critério para seleção de geradores mais adequados para efetuarem o redespacho. Espera-se, com isso, aumentar a segurança e rapidez dos processos de recomposição;
2. Incluir restrições dinâmicas no planejamento de potência reativa do sistema elétrico de potência. O objetivo é obter um resultado mais próximo da real necessidade do sistema, ou seja, que considere os impactos dinâmicos da contingência.

I.6 Publicações Decorrentes desta Dissertação

- [1] E.J. de Oliveira, R. M. Fontoura, Nelson Martins e J.L.R. Pereira, “Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Impactos Durante o Fechamento de Anel, SP-035”, *IX Symposium of Specialists in Electric Operational Planning*, Florianópolis, SC, 21 a 25 de Maio de 2006.

- [2] E. J. Oliveira, R. M. Fontoura, Nelson Martins, L. Willer de Oliveira e J.L.R. Pereira, “Inclusão de Restrições Dinâmicas no Planejamento de Potência Reativa do Sistema Elétrico de Potência”, artigo a ser publicado no *XVI Congresso Brasileiro de Automática-CBA 2006*, Setembro de 2006, Salvador-BA.

I.7 Estrutura da Dissertação

Além desse capítulo esta dissertação contém mais quatro capítulos e quatro apêndices. O Capítulo II compreende a descrição matemática e modelos utilizados na implementação das restrições dinâmicas.

O Capítulo III é dividido em duas partes. A primeira delas apresenta as metodologias associadas a escolha do lado de fechamento e seleção de geradores para o redespacho, dando prosseguimento aos estudos de recomposição mencionados. Já a segunda parte refere-se a aplicação de restrições dinâmicas no planejamento de potência reativa.

No Capítulo IV são apresentados e discutidos os resultados obtidos mediante as aplicações das metodologias propostas. Para tanto são utilizados dois sistemas testes do IEEE.

No Capítulo V são apresentadas as principais conclusões do trabalho e sugestões para desenvolvimentos futuros.

O Apêndice A apresenta os principais aspectos da metodologia primal-dual de pontos interiores. O Apêndice B apresenta os conceitos básicos e a formulação da decomposição matemática de Benders. O Apêndice C apresenta a estrutura básica da matriz hessiana do subproblema 1 de fechamento de anel. O Apêndice D mostra os dados complementares dos sistemas elétricos utilizados nesta dissertação.

Capítulo II

REVISÃO DA LITERATURA

II.1 Introdução

O Sistema Elétrico de Potência é constituído basicamente por geradores síncronos, linhas de transmissão e cargas. O fluxo de potência ativa nas linhas está intimamente relacionado às diferenças entre os ângulos de fase dos geradores. Quando o sistema está operando em regime permanente, as diferenças entre os ângulos de fase devem permanecer constantes para que o fluxo de potência também permaneça constante. Nessa situação, todas as máquinas síncronas possuem a mesma velocidade angular e a potência elétrica gerada nas máquinas é exatamente igual à soma das potências absorvidas nas cargas mais as perdas.

Caso haja algum distúrbio, como o fechamento de um anel ou a perda de uma linha, a potência elétrica fornecida pelo gerador varia instantaneamente, provocando torque no eixo da máquina devido ao desequilíbrio entre a potência elétrica e a potência mecânica. Surge então, um excesso ou déficit de energia nas máquinas, que ocasiona aceleração ou desaceleração de seus rotores. O sistema começa a oscilar e, se for estável atinge um novo ponto de regime. Os primeiros instantes desta oscilação (no máximo alguns segundos) são caracterizados por bruscas variações de potência elétrica e grandes alterações angulares. Neste intervalo, a ação de controladores é em geral desprezada por não causar efeitos significativos no sistema. Os parâmetros e modelos utilizados neste tipo de análise são considerados de regime transitório.

A Figura II.1 ilustra a variação de potência elétrica (PG) na máquina síncrona,

indicando um comportamento estável de um sistema submetido a um distúrbio.

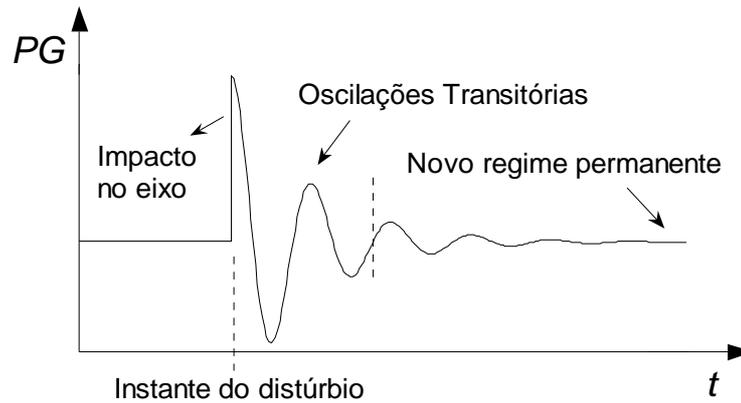


Figura II.1 – Comportamento estável da máquina síncrona.

Tendo em vista a importância de manter os impactos e as oscilações dos sistemas dentro de valores aceitáveis, muitos trabalhos tem sido desenvolvidos no sentido de ajustar o sistema e os seus parâmetros através da inclusão de restrições dinâmicas no problema de otimização.

As referências [12] e [13] tratam o problema da estabilidade diante a ocorrência de um curto-circuito eliminado pela retirada da linha com defeito. Em ambos os distúrbios, a potência elétrica varia instantaneamente provocando oscilações no sistema. Os pontos de oscilação transitórios são obtidos para o período que vai além do instante de eliminação do defeito, originando restrições dinâmicas de estabilidade associadas às diferenças entre os ângulos de fase das máquinas do sistema. Em [44], dois algoritmos são propostos para melhorar a solução deste método que, segundo seus autores pode fornecer soluções sub-ótimas para o problema. Já o trabalho descrito em [46], as restrições de estabilidade derivam do conceito de energia no sistema, que deve ser limitada pelo tempo de duração de um distúrbio.

Na Figura II.1, o primeiro ponto do regime transitório determina o impacto sobre a máquina síncrona. Nas referências [29] [31] [32], esta variação instantânea de potência elétrica é limitada pela inclusão de restrições dinâmicas de impacto no problema de fechamento de anel.

Percebe-se destas metodologias, que perturbações podem provocar variações

bruscas de potência elétrica nas máquinas síncronas do sistema. No entanto, análises que envolvem contingências são amplamente utilizadas no planejamento do sistema de forma estática [37][38][39]. Neste sentido, este capítulo apresenta uma descrição das metodologias utilizadas na literatura para modelagem de restrições dinâmicas no problema de FPO, assim como a metodologia de suporte de potência reativa tida como enfoque para nova aplicação de restrições dinâmicas de impacto.

II.2 Modelagem das Máquinas Síncronas

Em estudos de oscilações transitórias, normalmente utiliza-se um modelo simplificado para a máquina síncrona constituído por uma fonte de tensão em série com uma reatância. O modelo é obtido desprezando-se a saliência dos pólos da máquina.

A Figura II.2 mostra o modelo transitório do gerador acoplado a rede de transmissão.

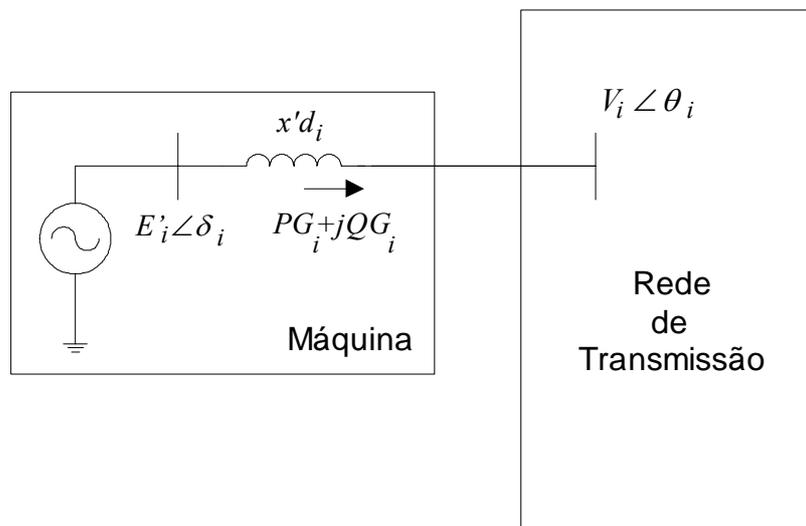


Figura II.2 – Máquina vista pela rede de transmissão.

Escrevendo a equação de potência injetada para o circuito mostrado na Figura II.2, considerando que $\text{conj}(PG_i + jQG_i)$ e $\text{conj}(V_i \angle \theta_i)$ denotam os conjugados da potência aparente e da tensão na barra de geração, respectivamente, tem-se:

$$\text{conj}(PG_i + jQG_i) = \text{conj}(V_i \angle \theta_i) \cdot \left(\frac{E_i' \angle \delta_i - V_i \angle \theta_i}{j x_i' d_i} \right) \quad (\text{II.1})$$

Onde:

E_i' é a magnitude da tensão atrás da reatância transitória do gerador i ;

δ_i é o ângulo da tensão atrás da reatância transitória do gerador i ;

V_i é a magnitude da tensão da barra de conexão do gerador i ;

θ_i é o ângulo da tensão da barra de conexão do gerador i ;

$x_i' d_i$ é a reatância transitória do gerador i ;

Separando em parte real e imaginária da equação (II.1), obtém-se as expressões algébricas para as potências ativa e reativa no período transitório.

$$PG_i \cdot x_i' d_i - E_i' \cdot V_i \cdot \text{sen}(\delta_i - \theta_i) = 0 \quad (\text{II.2})$$

$$QG_i \cdot x_i' d_i - E_i' \cdot V_i \cdot \cos(\delta_i - \theta_i) + V_i^2 = 0 \quad (\text{II.3})$$

A força eletromotriz E' no gerador é freqüentemente tratada como constante no período transitório supondo-se infinita a constante de tempo do enrolamento de campo. Na maioria das vezes esta consideração não introduz erro na análise [43].

II.3 Representação das Cargas

Em um único barramento podem existir vários tipos de equipamentos conectados, o que torna a previsão do comportamento das cargas frente a variações de tensão e freqüência uma tarefa bastante complexa.

Em geral, as cargas comportam-se como sendo uma combinação de três modelos: impedância constante, corrente constante e potência constante. Em análises de estabilidade

transitória, normalmente, utiliza-se o modelo de impedância constante, que é conveniente do ponto de vista da segurança já que os desbalanços de potência nas máquinas em condições de falta são em geral maiores para este modelo. As formulações apresentadas neste capítulo envolvendo o período transitório adotam este mesmo modelo.

Muitas vezes, para se determinar o valor da impedância de carga é necessário converter o valor da potência de carga para impedância constante. A Figura II.3 ilustra este procedimento.

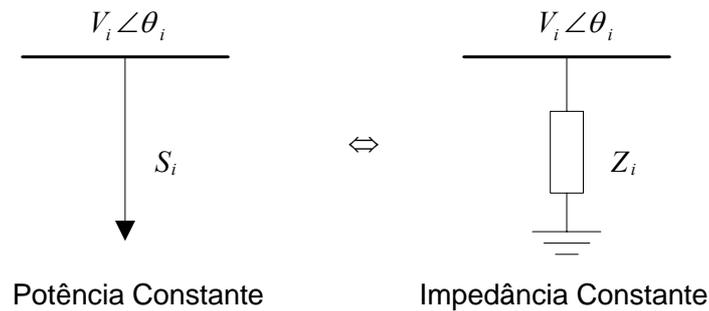


Figura II.3 – Representação das cargas no período transitório.

Considerando-se que $\text{conj}(\dot{S}_i)$ denota o conjugado da potência aparente da carga, da teoria de circuitos lineares tem-se que:

$$\text{conj}(\dot{S}_i) = \frac{V_i^2}{\dot{Z}_i} \quad (\text{II.4})$$

Onde:

\dot{S}_i é a potência aparente da carga da barra i;

V_i é a magnitude da tensão na barra de carga i, podendo inclusive estar conectada a um gerador;

\dot{Z}_i é a impedância da carga da barra i.

Reescrevendo-se a equação (II.4) obtém-se:

$$(PL_i - j \cdot QL_i) = V_i^2 \cdot (g_i - j \cdot b_i) \quad (\text{II.5})$$

Onde,

PL_i, QL_i são as cargas ativa e reativa da barra i , respectivamente;

g_i é a condutância da carga conectada na barra i ;

b_i é a susceptância da carga conectada na barra i .

Identificando as partes real e imaginária na equação (II.5), tem-se:

$$g_i = \frac{PL_i}{V_i^2} \quad (\text{II.6})$$

$$b_i = \frac{QL_i}{V_i^2} \quad (\text{II.7})$$

II.4 Restrições de Estabilidade

Em estudos de estabilidade transitória, deseja-se saber se o excesso/falta de energia cinética adquirida/cedida durante um defeito pelos rotores das máquinas, pode ser absorvida/cedida pelo sistema de forma a manter-se estável. Isto ocorrerá se o sincronismo entre as máquinas do sistema for mantido no período transitório. A perda de sincronismo em sistemas de potência pode ocasionar o início de um blecaute, portanto, deve ser evitado.

Matematicamente, o período transitório pode ser descrito por um conjunto de equações algébricas e diferenciais [45] que regem as oscilações do sistema. Programas de transitórios eletromecânicos são muito utilizados para obtenção da curva de oscilação. No entanto, o uso do Fluxo de Potência Ótimo neste tipo de análise elimina a necessidade de repetidas simulações para determinar um ponto de operação que conduz a um período transitório seguro[12].

Uma das formas de garantir o sincronismo é limitando a variação angular das máquinas do sistema em relação ao ângulo de uma máquina tomada como referência para todos os pontos da curva de oscilação. Analogamente, pode-se usar também o Centro de Ângulo (ou Centro de Inércia) como referência, sendo esta prática mais freqüente na literatura [12][13][44]. Outra forma de representação é através de métodos energéticos, onde se analisa a estabilidade sem o conhecimento da solução da equação diferencial. Estes métodos são baseados na teoria de estabilidade de Lyapunov e são capazes de fornecer uma margem de estabilidade quantitativa embora muitas vezes não conservativa [47]. Com a margem de estabilidade pode-se mudar a direção de um ponto de operação [46]. Dessa forma, restrições de estabilidade podem ser incluídas ao problema de FPO através de diferentes formas.

Devido ao método característico de obtenção dos pontos da curva, as restrições de estabilidade baseadas no Centro de Ângulo (COA) possuem interesse especial. Sua técnica será utilizada para obtenção do primeiro ponto transitório necessário para inclusão das restrições dinâmicas de impacto no problema FPO.

A descrição sucinta desta metodologia será aqui apresentada. Para tanto, considere-se a formulação de um problema básico de Fluxo de Potência Ótimo descrito por:

$$\begin{aligned} & \text{Min } f(PG) \\ & \text{Sa/} \end{aligned} \tag{II.8}$$

$$PG_i - PL_i - \sum_{j \in \Omega_i} P_{ij}(V, \theta) = 0 \tag{II.9}$$

$$QG_i - QL_i - \sum_{j \in \Omega_i} Q_{ij}(V, \theta) = 0 \tag{II.10}$$

$$PG_i^{\min} \leq PG_i \leq PG_i^{\max} \tag{II.11}$$

$$QG_i^{\min} \leq QG_i \leq QG_i^{\max} \tag{II.12}$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \tag{II.13}$$

Onde,

f é a função objetivo;

P_{ij} é o fluxo de potência ativa na linha $i-j$;

Q_{ij} é o fluxo de potência reativa na linha $i-j$;

PG_i^{\min}, PG_i^{\max} são os limites superior e inferior da potência ativa gerada na barra i ;

QG_i^{\min}, QG_i^{\max} são os limites superior e inferior da potência reativa gerada na barra i ;

V_i^{\min}, V_i^{\max} são os limites superior e inferior da tensão da barra i ;

Ω_i é o conjunto de barras conectadas diretamente a barra i ;

Para a obtenção das restrições de estabilidade faz-se necessário algumas considerações como mostra a metodologia proposta em [12][13]. Considera-se primeiramente que o sistema está em regime permanente. Desprezando as perdas internas no gerador, a potência elétrica é igual a potência mecânica. As equações (II.2) e (II.3), modelo simplificado da máquina, são usadas para determinar E' e o valor inicial de δ das máquinas.

$$PG_i \cdot x' d_i - E'_i \cdot V_i \cdot \text{sen}(\delta_i^0 - \theta_i) = 0 \quad (\text{II.14})$$

$$QG_i \cdot x' d_i - E'_i \cdot V_i \cdot \cos(\delta_i^0 - \theta_i) + V_i^2 = 0 \quad (\text{II.15})$$

A análise envolve a ocorrência de um curto-circuito seguido de retirada da linha com defeito, sendo as máquinas síncronas e as cargas representadas conforme os modelos anteriormente descritos. Quando ocorre um curto-circuito, a tensão E' não pode variar instantaneamente devido a sua proporcionalidade com o enlace de fluxo¹. Devido à inércia do rotor não haverá mudança brusca de velocidade do gerador, o que resulta num ângulo δ

¹ Enlace de fluxo: O enlace de fluxo por segundo é definido como o produto da indutância do enrolamento pela corrente que neste circula e é muito utilizado no equacionamento dos modelos das máquinas síncronas devido às simplificações das equações e a facilidade para representação do fenômeno da saturação.

da força eletromotriz (fem) constante no instante do defeito. A potência elétrica gerada e tensões se alteram para atender as novas equações da rede. Isto caracteriza o primeiro ponto de operação transitório. A partir daí, desprezando-se os amortecimentos do sistema, este oscila segundo as equações diferenciais de balanço de cada máquina:

$$\frac{H_i}{\pi f_0} \frac{d\omega_i}{dt} = Pm_i - Pe_i \quad (II.16)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i \quad (II.17)$$

Onde:

- H_i é a constante de inércia do gerador i ;
- f_0 é a frequência de referência (60 Hz no Brasil);
- ω_i é a velocidade de rotação do gerador i em relação a referência girante;
- Pm_i é a potência mecânica do gerador i ;
- Pe_i é a potência elétrica do gerador i durante o período transitório;

Nestes trabalhos [12][13] o interesse é a variação dos ângulos (δ 's) das máquinas como uma função do tempo, sendo as tensões internas (E') consideradas constantes durante todo o período transitório. O tempo de duração do defeito é determinado inicialmente, não sendo objetivo do trabalho o cálculo do tempo crítico de abertura da linha, mas sim o ajuste do sistema de forma a suportar um defeito provável.

Admite-se também, que os atuadores mecânicos capazes de influir sobre a potência mecânica injetada na máquina não são rápidos o suficiente para alterar o seu valor. Assim as potências mecânicas injetadas nas máquinas permanecem constantes e iguais ao valor existente antes do distúrbio, ou seja:

$$Pm_i = PG_i \quad (\text{II.18})$$

A taxa de variação de velocidade da máquina i é obtida explicitando-se o termo diferencial de (II.16):

$$\frac{d\omega_i}{dt} = \frac{\pi f_0}{H_i} (PG_i - Pe_i) = d_i \quad (\text{II.19})$$

Os pontos de operação do período transitório são obtidos convertendo as equações diferenciais em equações algébricas equivalentes através da utilização da regra trapezoidal.

Considerando-se (II.16), (II.17) e (II.19) chega-se a:

$$\omega_i^{t+1} - \omega_i^t - \frac{\Delta t}{2} (d_i^{t+1} + d_i^t) = 0 \quad (\text{II.20})$$

$$\delta_i^{t+1} - \delta_i^t - \frac{\Delta t}{2} (\omega_i^{t+1} + \omega_i^t) = 0 \quad (\text{II.21})$$

Pode-se observar em (II.20) que a variável d_i é definida para cada instante “ t ” do período transitório. De fato, esta grandeza se alterará tendo em vista a variação da potência elétrica Pe_i devido a alteração de δ no tempo.

O modelo de representação das cargas adotado simplifica bastante a obtenção de uma expressão analítica para Pe_i^t . Como as cargas são tratadas como impedâncias constantes obtidas em (II.6) e (II.7), estas podem ser diretamente inseridas na matriz admitância ($\mathbf{Y}_{\text{barra}}$). Assim, a injeção de corrente em todas as barras é igual a zero, exceto naquelas barras fictícias que estão conectadas as *fem* dos geradores. Portanto, pode-se particionar $\mathbf{Y}_{\text{barra}}$ da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} Ig \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_A & Y_B \\ Y_C & Y_D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} E' \\ V \end{bmatrix} \quad (\text{II.22})$$

A redução do sistema resulta:

$$[Ig] = [Y_{RED}] \cdot [E] \quad (\text{II.23})$$

Pode-se observar que os nós das barras não conectadas as *fem* foram eliminados, o que permite a obtenção de Pei no período transitório de acordo com:

$$Pe_i^t = E_i^2 G_{ii}^t + \sum_{\substack{j=1 \\ \neq i}}^{ng} \left\{ E_i' E_j' B_{ij}^t \text{sen} [\delta_i^t - \delta_j^t] + E_i' E_j' G_{ij}^t \cos [\delta_i^t - \delta_j^t] \right\} \quad (\text{II.24})$$

onde:

G_{ii}^t é a condutância do elemento da linha i e coluna i da matriz Y_{RED} no instante t ;

B_{ij}^t é a susceptância do elemento da linha i e coluna j da matriz Y_{RED} no instante t ;

ng é o número de geradores do sistema.

Nota-se que os elementos da matriz Y_{RED} estão definidos para cada instante t . Esta definição é usada para representar a simulação dos eventos de curto-circuito e retirada de linha, que são estrategicamente implementados através de alterações nestes elementos. Na verdade, haverá uma matriz Y_{RED-A} para o período de curto-circuito, e uma outra matriz Y_{RED-B} para o período em que o sistema operará sem a linha com defeito.

Considerando-se que o regime de operação transitório foi integralmente representado pela formulação, sendo a posição do Centro de Ângulo do sistema (δ_{COA}) no instante t dada em (II.25), a restrição de estabilidade pode ser finalmente incluída conforme (II.26).

$$\delta_{COA}^t = \frac{\sum_{i=1}^{ng} H_i \delta_i^t}{\sum_{i=1}^{ng} H_i} \quad (II.25)$$

$$\underline{\delta} \leq \delta_i^t - \delta_{COA}^t \leq \bar{\delta} \quad (II.26)$$

Onde:

$\underline{\delta}$ é o limite angular inferior em relação ao Centro de Ângulo;

$\bar{\delta}$ é o limite angular superior em relação ao Centro de Ângulo;

Em [12][13] adota-se um defasamento máximo de 100° em relação ao Centro de Ângulo, ou seja $\underline{\delta} = -100^\circ$ e $\bar{\delta} = 100^\circ$. O problema de fluxo de potência ótimo é agora definido levando-se em consideração a restrição de estabilidade transitória (II.26) e as demais equações necessárias para sua definição:

$$\text{Min } f(PG)$$

$$\text{Sa/} \quad (II.27)$$

$$PG_i - PL_i - \sum_{j \in \Omega_i} P_{ij}(V, \theta) = 0 \quad (II.9)$$

$$QG_i - QL_i - \sum_{j \in \Omega_i} Q_{ij}(V, \theta) = 0 \quad (II.10)$$

$$PG_i^{\min} \leq PG_i \leq PG_i^{\max} \quad (II.11)$$

$$QG_i^{\min} \leq QG_i \leq QG_i^{\max} \quad (II.12)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (II.13)$$

$$PG_i \cdot x' d_i - E_i' \cdot V_i \cdot \text{sen}(\delta_i^0 - \theta_i) = 0 \quad (II.14)$$

$$QG_i \cdot x' d_i - E_i' \cdot V_i \cdot \cos(\delta_i^0 - \theta_i) + V_i^2 = 0 \quad (II.15)$$

$$\omega_i^{t+1} - \omega_i^t - \frac{\Delta t}{2} (\omega_i^{t+1} + \omega_i^t) = 0 \quad (\text{II.20})$$

$$\delta_i^{t+1} - \delta_i^t - \frac{\Delta t}{2} (\omega_i^{t+1} + \omega_i^t) = 0 \quad (\text{II.21})$$

$$Pe_i^t = E_i^2 G_{ii}^t + \sum_{\substack{j=1 \\ \neq i}}^{ng} \{E_i^t E_j^t B_{ij}^t \text{sen} [\delta_i^t - \delta_j^t] + E_i^t E_j^t G_{ij}^t \cos [\delta_i^t - \delta_j^t]\} \quad (\text{II.24})$$

$$\delta_{COA}^t = \frac{\sum_{i=1}^{ng} H_i \delta_i^t}{\sum_{i=1}^{ng} H_i} \quad (\text{II.25})$$

$$\underline{\delta} \leq \delta_i^t - \delta_{COA}^t \leq \bar{\delta} \quad (\text{II.26})$$

Uma solução para este problema de FPO seria um conjunto de “*set-points*”, ou ajustes nos geradores que satisfaçam as equações e inequações descritas para uma contingência, ou um conjunto de contingências. Este ajuste obtido diretamente através do Fluxo de Potência Ótimo constitui o objetivo do trabalho apresentado. Pode-se notar que o método de tentativa e erro também poderia ter sido usado, no entanto demandaria excessivo consumo de tempo dos operadores, dado o grande número de simulações necessárias para se conseguir a solução adequada.

A obtenção das restrições através das equações diferenciais torna o método bastante preciso, dependendo do passo de integração adotado. Assim, a precisão está ligada a um aumento na dimensão do problema FPO que ocorrerá com a necessidade da determinação do estado da rede nos pontos do regime transitório. Por elevar extraordinariamente a ordem da matriz de solução, esta técnica recebe muitas críticas.

Destaca-se através desta metodologia, o primeiro ponto de operação transitório, que é caracterizado pela variação instantânea da potência elétrica. A equação (II.24) mostra que este ponto independe de parâmetros e equações de oscilação, podendo ser encontrado diretamente a partir do ponto estático anterior, já que a tensão E' e o ângulo δ' permanecem constantes e iguais aos do regime permanente.

II.5 Restrições de Impacto

As referências [29][31][32] incluem na formulação do fluxo de potência ótimo restrições de impacto nos eixos das máquinas síncronas. O impacto ocorre no momento do fechamento do anel na fase de recomposição coordenada do sistema elétrico de potência. Este impacto está diretamente relacionado com o primeiro ponto que caracteriza o regime transitório.

A restrição de impacto proposta baseia-se no critério do ONS [30] onde se estabelece que para fechar um anel na rede de transmissão deve ser verificado se a variação instantânea da potência elétrica das máquinas (Δp) é inferior a 50% de sua capacidade nominal (G_n). Nesta condição, o fechamento do anel será permitido. A expressão a seguir mostra esta restrição:

$$\Delta p = \left| P_e^{t_{0-}} - P_e^{t_{0+}} \right| \leq 0,5 \times G_n \quad (\text{II.28})$$

Onde:

$P_e^{t_{0-}}$ é a potência elétrica das máquinas síncronas no instante que precede o fechamento do anel;

$P_e^{t_{0+}}$ é a potência elétrica das máquinas síncronas no instante imediatamente após o fechamento do anel;

G_n é a capacidade nominal de geração de cada máquina, em MVA.

Graficamente, (II.28) pode ser ilustrada conforme a Figura II.4:

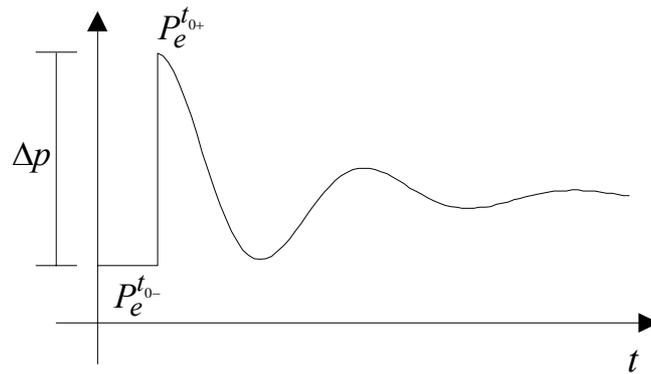


Figura II.4 – Transitório de potência elétrica da máquina síncrona

O conhecimento do estado do sistema antes do fechamento do anel é obtido através da solução do fluxo de potência em regime permanente, no qual a linha que conecta o anel elétrico é considerada aberta, conforme representação da Figura II.5. As equações (II.2) e (II.3) são incluídas ao problema para obtenção de E' e δ das máquinas.

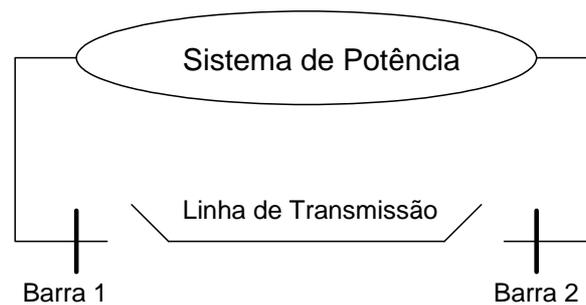


Figura II.5 – Fechamento de Anel

O fechamento da linha foi considerado simultâneo nas barras. Ou seja, na metodologia proposta pelos autores não foi analisado o melhor lado para o fechamento do anel. O estado do sistema imediatamente após o fechamento do anel é encontrado através das considerações utilizadas na modelagem transitória de estabilidade apresentada anteriormente. No instante do fechamento da linha, os valores de E' e δ permanecem constantes e iguais aos de regime permanente antes do fechamento.

Embora as considerações sejam as mesmas, optou-se por não eliminar os nós das barras não conectadas às fem dos geradores, mantendo-se o sistema completo de (II.22).

Evidentemente, (II.24) não pôde ser utilizada para obtenção direta da potência elétrica no ponto de impacto, sendo para isso necessária a solução do sistema não linear.

O problema foi decomposto em dois subproblemas. A técnica utilizada para solução foi a técnica de decomposição matemática de Benders, cuja formulação é apresentada no Apêndice B. A decomposição do problema apresenta algumas vantagens, uma delas é a facilidade para representação e solução de outras situações de contingência no sistema de potência.

O esquema de solução do problema de fechamento de anel por meio da decomposição matemática de Benders pode ser ilustrado como mostrado na Figura II.6:

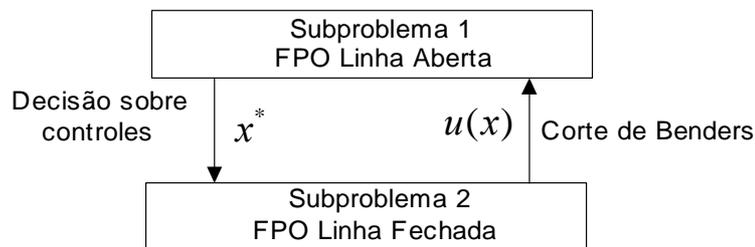


Figura II.6 – Esquema de solução por decomposição de Benders.

Neste esquema, a solução do subproblema 1 fornece a decisão ótima sobre os ajustes dos controles do sistema (x^*) para que o subproblema 2 seja viável. Caso a restrição para fechamento de anel não seja atendida na solução do subproblema 2, uma restrição de corte de Benders ($u(x)$) é construída para o subproblema 1. O processo continua até que o fechamento do anel seja viável.

O principal ajuste a ser realizado no *subproblema 1* está relacionado com a potência elétrica gerada. De acordo com a metodologia, o redespacho é permitido a todos os geradores do sistema de forma a viabilizar o fechamento do anel.

II.6 Restrições de Segurança

O objetivo do planejamento da operação dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP) é garantir uma operação ótima sob condições normais e operação viável sob regime de contingência [34][48]. Para tanto, este planejamento consiste em determinar a localização e o valor do suporte de potência reativa necessários para a operação viável do sistema. O problema é colocado como um problema de FPO associado à minimização de suporte de potência reativa, considerando-se o sistema em contingência [35].

Tradicionalmente, a técnica de decomposição matemática de Benders [36] tem sido aplicada a este tipo de problema [37] para gerar as restrições de segurança associadas a cada contingência do sistema. Para tanto, o problema é dividido em dois subproblemas hierárquicos: (i) subproblema de investimento, considerando-se operação do sistema em condições normais e (ii) subproblema de operação, considerando-se o sistema em contingência. No primeiro subproblema, os controles disponíveis são ajustados e os investimentos em fontes de potência reativa são realizados a fim de assegurarem uma operação viável do sistema em regime de contingência [11]; No segundo subproblema é verificado se os ajustes e os investimentos realizados em (i) são suficientes para a operação viável. Caso não sejam suficientes, o sistema é inviável para operar com esta contingência. Neste caso, um corte de Benders é gerado para o subproblema de investimento a fim de incorporar ao problema as restrições de segurança. O processo continua até que a operação do sistema seja viável para toda a lista de contingências. A Figura II.7 mostra esta decomposição.

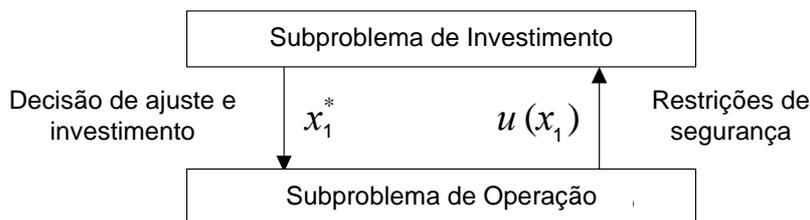


Figura II.7 - Esquema para inclusão de restrições de segurança.

Nesta figura, tem-se que:

- x_1 são as variáveis de decisão dos ajustes e investimentos;
- x_1^* representa o valor ótimo de x_1 calculado no subproblema de investimento;
- $u(x_1)$ representa a restrição de segurança (corte de Benders) gerada no subproblema de operação.

Este tradicional problema de planejamento da operação ainda não incorpora na análise os impactos nos eixos dos geradores causados no instante da ocorrência da contingência. Ou seja, após a análise de investimentos realizada, torna-se necessário verificar através de simulação dinâmica, se a proposta de ajuste e investimento é viável quanto ao limite de torque permitido nas máquinas do sistema. Em outras palavras, a potência reativa alocada pode não ser adequada para o problema de impacto nos eixos dos geradores. Portanto, deve-se incluir no planejamento as restrições de impactos nos eixos, além das restrições de segurança.

II.7 Conclusões

Neste capítulo, foi apresentada uma revisão da literatura sobre algumas metodologias para inclusão da dinâmica de sistemas no FPO. Foi mostrado que a inclusão de restrições de estabilidade transitória no problema FPO pode representar um grande esforço computacional devido à necessidade da obtenção dos pontos que compõem a curva de oscilação. No entanto, esta dificuldade não é verificada nas restrições de impacto, já que apenas dois pontos de solução da rede são suficientes para definição do problema, o que torna esta metodologia muito prática. Foi observado que a proposta de redespacho em todos os geradores do sistema realmente poderia tornar o procedimento inviável ou até mesmo impossível, para um período curto de tempo praticado na recomposição de sistemas. Portanto, definir um critério eficaz neste sentido é indispensável para aplicação da metodologia.

As restrições dinâmicas, embora importantes, não são consideradas na viabilidade de contingências para estudos de planejamento de suporte de potência reativa. Desta forma, a visão do planejamento é limitada ao caráter estático do sistema, embora se saiba que a ocorrência de contingências é acompanhada de oscilações transitórias.

Diante das limitações observadas na revisão da literatura, verifica-se que é promissor o campo de pesquisas metodológicas para tratamento da inclusão de restrições dinâmicas em problemas envolvendo fluxo de potência ótimo.

Capítulo III

METODOLOGIA PROPOSTA

III.1 Considerações Iniciais

Este capítulo propõe uma metodologia que incorpora na análise de fechamento de anel os aspectos relacionados com (i) a escolha do melhor lado para energização da linha e (ii) a seleção de um número reduzido de geradores para redespacho. A inclusão destes aspectos no programa existente constitui uma nova ferramenta que vem ao encontro das necessidades dos operadores na difícil tarefa de recomposição dos sistemas elétricos de potência.

Além disso, neste capítulo é proposta uma nova metodologia para o planejamento de potência reativa do sistema. Neste caso, as restrições dinâmicas de impacto nos eixos dos geradores, causadas pelas contingências, são incluídas ao problema original.

Dada a natureza dos problemas propostos, a técnica de decomposição do problema proposto continua sendo utilizada neste trabalho, pois permite obter informações do comportamento do sistema antes e depois do fechamento do anel e da ocorrência das contingências. A técnica de Benders também é utilizada para produzir as restrições dinâmicas porque ela é bastante difundida no grupo de sistemas de potência da UFJF.

III.2 Fechamento de Anel

Como mencionado no capítulo anterior, o ajuste ótimo do sistema é realizado para que o fechamento do anel seja viável, ou seja, não ultrapasse os limites máximos estabelecidos pelo ONS, principalmente, no que diz respeito aos impactos nos eixos das máquinas síncronas e à tensão nos pólos do disjuntor que realiza esta tarefa. O esquema de solução do problema de fechamento de anel por meio da decomposição matemática de Benders é representado através dos subproblemas 1 e 2, que serão aqui descritos de forma mais detalhada.

III.2.1 Modelagem do Subproblema 1

O subproblema 1 consiste em determinar o estado da rede antes do fechamento do anel, ou seja, determinar o estado da rede considerando “desligada” a linha que fecha o anel. O subproblema antes da conexão da linha é formulado como:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min } f(x) && \text{(III.1)} \\
 & \text{s.a. } h_a(x) = 0 \\
 & \quad Ms_a(x) = 0 \\
 & \quad x_{\min} \leq x \leq x_{\max}
 \end{aligned}$$

A seguir serão apresentadas as características da função objetivo e de cada uma das restrições que fazem parte desta formulação.

A - Função Objetivo:

A função objetivo referente ao subproblema 1, originalmente corresponde apenas a minimização dos desvios de geração de potência ativa. Portanto, o desejável é alterar o mínimo possível os despachos dos geradores do sistema:

$$\sum_{k \in \Omega_{ng}} \frac{1}{2} \rho_1 (PGa_k - PG_k^0)^2 \quad \text{(III.2)}$$

Onde:

- Ω_{ng} é o conjunto de barras que contêm gerador;
- PGa_k é a potência ativa gerada na barra k ;
- PG_k^0 é a potência ativa no gerador k para o ponto de operação inicial;
- ρ_1 é um fator de ponderação associado ao desvio de potência ativa gerada. Neste trabalho foi adotado 10.

Quando os desvios de geração não são suficientes para convergir o problema, torna-se necessário realizar corte de carga. Para que este corte seja mínimo, adiciona-se à função objetivo um termo correspondente ao mínimo corte de carga.

$$\sum_{k \in \Omega_{ng}} \frac{1}{2} \rho_1 (PGa_k - PG_k^0)^2 + \sum_{t \in \Omega_c} \rho_2 \cdot \alpha_t \quad (\text{III.3})$$

Onde:

- Ω_c é o conjunto de barras selecionadas para o corte de carga;
- α_t é o corte percentual de carga na barra t ;
- ρ_2 é um fator de ponderação associado ao corte de carga. Neste trabalho foi adotado 15.

Os valores das ponderações (pesos) associadas ao mínimo desvio de geração de potência ativa devem ser menores que os pesos relacionados ao mínimo corte de carga. Neste caso é preferível desviar a geração do que cortar carga.

B - Restrições de Balanço de Potência Ativa e Reativa:

As restrições de balanço de potência ativa e reativa são as equações estáticas de fluxo de carga, as quais são formuladas de forma que o somatório das potências injetadas em uma barra seja igual a zero. Reescrevendo estas equações em função das novas variáveis, têm-se:

$$PGa_i - (1 - \alpha_i) \cdot PL_i - \sum_{j \in \Omega_i} Pa_{ij} = 0 \quad (\lambda pa_i) \quad (III.4)$$

$$QGa_i - (1 - \alpha_i) \cdot QL_i - \sum_{j \in \Omega_i} Qa_{ij} = 0 \quad (\lambda qa_i) \quad (III.5)$$

Onde:

$\lambda pa_i, \lambda qa_i$ são os coeficiente de Lagrange no subproblema 1 associado às equações de balanço de potência ativa e reativa, respectivamente.

As expressões gerais para o fluxo de potência ativa e reativa nos circuitos são apresentas a seguir:

$$Pa_{ij} = (t_{ij} \cdot V_i)^2 \cdot g_{ij} - (t_{ij} \cdot V_i) \cdot V_j \cdot g_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij} + \varphi_{ij}) + (t_{ij} \cdot V_i) \cdot V_j \cdot b_{ij} \cdot \sen(\theta_{ij} + \varphi_{ij}) \quad (III.6)$$

$$Qa_{ij} = -(t_{ij} \cdot V_i)^2 \cdot (b_{ij} + b_{ij}^{sh}) + (t_{ij} \cdot V_i) \cdot V_j \cdot b_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij} + \varphi_{ij}) - (t_{ij} \cdot V_i) \cdot V_j \cdot g_{ij} \cdot \sen(\theta_{ij} + \varphi_{ij}) \quad (III.7)$$

Onde:

t_{ij} é o ajuste do tape de transformador circuito $i-j$;

g_{ij} é a condutância série circuito $i-j$;

b_{ij} é a susceptância série circuito $i-j$;

b_{ij}^{sh} é a susceptância shunt circuito $i-j$;

φ_{ij} é o ângulo de defasagem circuito $i-j$;

θ_{ij} é a diferença entre os ângulos das tensões nodais das barras i e j , respectivamente.

Nas equações (III.6) e (III.7), no caso de linhas de transmissão, $t_{ij} = 1$ e $\phi_{ij} = 0$. Para transformadores em fase, $b_{ij}^{sh} = 0$ e $\phi_{ij} = 0$. Para defasadores puros, $b_{ij}^{sh} = 0$ e $t_{ij} = 1$. Finalmente, para os defasadores, $b_{ij}^{sh} = 0$.

C - Restrições de Modelagem das Máquinas Síncronas:

As equações (II.2) e (II.3) são inseridas no problema anterior permitindo o cálculo da tensão atrás da reatância transitória das máquinas. Considerando as variáveis associadas ao subproblema 1, tem-se:

$$PGa \cdot x'd - E' \cdot Va \cdot \sin(\delta - \theta a) = 0 \quad (\pi p_i) \quad (III.8)$$

$$QGa \cdot x'd - E' \cdot Va \cdot \cos(\delta - \theta a) + Va^2 = 0 \quad (\pi q_i) \quad (III.9)$$

Onde:

$\pi p_i, \pi q_i$ São os coeficientes de Lagrange associados às restrições que representam as máquinas síncronas, parte ativa e reativa, respectivamente.

O sub índice “a” correspondente à condição de operação antes do fechamento do anel.

D - Restrições de Canalização:

As limitações impostas a uma variável ou a um conjunto de variáveis do sistema correspondem às restrições de desigualdade. Estas restrições refletem limites de operação dos equipamentos ou alguma política operativa específica. Estas restrições podem ser classificadas em: restrições físicas (são restrições impostas pelas limitações da capacidade dos componentes do sistema), restrições operacionais (a operação do sistema impõe limites que devem ser considerados na modelagem) e as restrições funcionais (modela-se uma

função das variáveis de otimização, em geral esta restrição é mais severa que as anteriores).

As formulações das restrições de canalização para o subproblema 1 são:

$$\begin{aligned} PGa_i^{\min} &\leq PGa_i \leq PGa_i^{\max} \\ QGa_i^{\min} &\leq QGa_i \leq QGa_i^{\max} \\ Va_i^{\min} &\leq Va_i \leq Va_i^{\max} \end{aligned} \quad (III.10)$$

Onde:

$PGa_i^{\min}, PGa_i^{\max}$ são os limites superior e inferior da potência ativa gerada, respectivamente;

$QGa_i^{\min}, QGa_i^{\max}$ são os limites superior e inferior da potência reativa gerada, respectivamente;

Va_i^{\min}, Va_i^{\max} são os limites superior e inferior da tensão de barra, respectivamente.

Para solução deste problema de Fluxo de Potência Ótimo, é necessário o conhecimento da matriz Hessiana, cuja estrutura é apresentada no Apêndice C.

III.2.2 Modelagem do Subproblema 2

O subproblema 2 consiste, basicamente, em determinar o estado da rede no instante do fechamento do anel, sendo necessário solucionar as equações de rede considerando conectada a linha que fecha o anel. Para encontrar o ponto imediatamente após o fechamento do anel, torna-se necessário resolver as equações de rede considerando-se as barras internas que representam as máquinas do sistema com tensão e ângulo fixos nos valores calculados no subproblema 1.

Desta forma, a formulação do subproblema 2 é:

$$\begin{aligned}
& \text{Min } f(x) && \text{(III.11)} \\
& \text{s.a. } h_d(x) = 0 \\
& \quad Ms_d(x) = 0 \\
& \quad R_{ONS}(x) \\
& \quad x_{\min} \leq x \leq x_{\max}
\end{aligned}$$

A seguir serão descritas cada uma das equações que fazem parte do problema (III.11).

A - Restrição do ONS para Fechamento de Anel:

A restrição do ONS para fechamento de anéis no sistema de transmissão estabelece um limite para a variação instantânea da potência elétrica nos geradores do sistema. O cálculo desta restrição, portanto, exige o conhecimento do estado da rede no instante que precede o fechamento e no instante do fechamento.

Considerando as variáveis associadas aos subproblemas 1 e 2 e reescrevendo a equação (II.28), tem-se:

$$\left| PGa_i^* - PGd_i \right| \leq 0,5 \times G_{n_i} \quad \text{(III.12)}$$

Desmembrando esta equação tem-se:

$$PGd_i \geq PGa_i^* - 0,5 \times G_{n_i} \quad (\pi gl_i) \quad \text{(III.13)}$$

$$PGd_i \leq PGa_i^* + 0,5 \times G_{n_i} \quad (\pi gu_i) \quad \text{(III.14)}$$

Onde:

PGa_i^* é o valor ótimo da potência ativa gerada na barra i no subproblema 1. Este valor é constante no subproblema 2;

PGd_i é a potência ativa gerada na barra i no subproblema 2;

G_{n_i} é a potência elétrica nominal do gerador i em MVA;

$\pi g_l, \pi g_u$ são os coeficientes de Lagrange associados às restrições de variação da potência elétrica instantânea, correspondentes aos limites inferiores e superiores, respectivamente.

Por simplicidade, considerou-se o valor G_{n_i} de cada máquina como sendo igual ao seu valor máximo de potência ativa.

B - Função Objetivo:

O ponto de solução do subproblema 2 é obtido considerando-se fixos a tensão e o ângulo da barra interna das máquinas. Nestas condições, a solução pode impor um valor de potência elétrica para as máquinas do sistema maior que o valor máximo permitido pelo ONS. Com esta restrição ativa, as equações de rede não apresentam solução. Isto se deve ao fato do ponto de solução da rede, em tais condições, estar fora da região viável delimitada pela restrição do ONS.

Para garantir a convergência do subproblema 2, viabilizar a solução imposta pela rede, torna-se necessário adicionar um valor fictício de potência ativa ao valor da potência elétrica delimitada pela restrição do ONS.

Este valor fictício de potência será denominado potência ativa injetada (P_{inj}) e corresponde à diferença entre a potência elétrica instantânea e o valor máximo permitido. Graficamente a potência ativa injetada pode ser representada como mostra a Figura III.1.

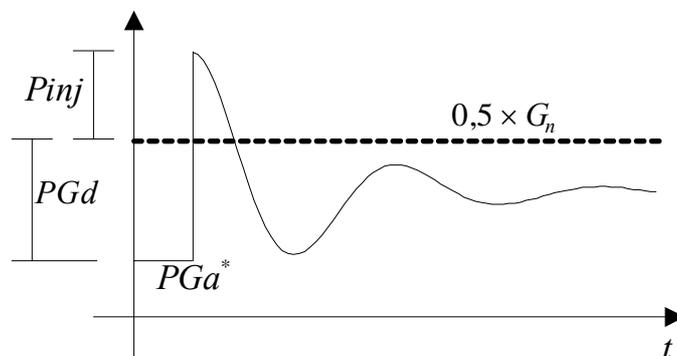


Figura III.1 - Visualização gráfica da potência ativa injetada.

Caso a variável de potência ativa injetada não fosse considerada, o sistema não apresentaria solução, pois não existiria valor de potência ativa gerada que atendesse simultaneamente a restrição do ONS, a equação de balanço de potência ativa e a equação que modela a máquina síncrona.

A variável “potência ativa injetada” pode possuir valor positivo ou negativo e por esse motivo aparece de forma quadrática na função objetivo. Portanto, a função objetivo do subproblema 2 é:

$$\sum_{k \in \Omega_{ng}} \frac{1}{2} \rho_3 \cdot Pinj_k^2 \quad (III.15)$$

Onde:

$Pinj_k$ é a potência ativa injetada na barra geradora k ;

ρ_3 é o fator de ponderação associado à mínima injeção de potência ativa. Neste trabalho foi adotado o valor de 100.

É importante ressaltar que se a injeção de potência ativa for menor que uma tolerância de 1 MW significa que a restrição do ONS foi atendida. Ou seja, nenhum gerador extrapolou o limite máximo de potência elétrica. Portanto, este critério é adotado para apontar a convergência do processo global de otimização.

C - Representação das Cargas:

As cargas no subproblema 2 são representadas por impedância constante conforme o item II.3. As equações (II.6) e (II.7) são novamente escritas considerando o corte de carga. Os valores indexados por “asterisco” denotam o valor ótimo das variáveis calculados no subproblema 1:

$$g_i = \frac{(1 - \alpha_i^*) \cdot PL_i}{Va_i^{*2}} \quad (III.16)$$

$$b_i = \frac{(1 - \alpha_i^*) \cdot QL_i}{Va_i^{*2}} \quad (III.17)$$

Assim, as equações (III.16) e (III.17) modelam a carga no subproblema 2. É oportuno observar que as cargas no subproblema 2 são dependentes dos valores de tensão e do corte de carga obtidos no subproblema 1.

D - Restrições de Balanço de Potência Ativa e Reativa:

As equações de balanço de potência ativa e reativa do subproblema 2 são equivalentes aquelas do subproblema 1, a menos da variável de potência ativa injetada e da representação das cargas.

Para o caso da potência ativa injetada, esta aparece somando-se ao valor da potência ativa gerada no subproblema 2 na equação de balanço de potência ativa.

Para a carga, a potência ativa e reativa consumida pela respectiva admitância são dadas pelas expressões (III.18) e (III.19), respectivamente:

$$PLd_i = g_i \cdot Vd_i^2 = \frac{(1 - \alpha_i^*) \cdot PL_i}{2} \cdot Vd_i^2 \quad (III.18)$$

$$QLd_i = b_i \cdot Vd_i^2 = \frac{(1 - \alpha_i^*) \cdot QL_i}{2} \cdot Vd_i^2 \quad (III.19)$$

Assim, as equações de balanço de potência ativa e reativa são dadas por:

$$(PGd_i + Pinj_i) - PLd_i - \sum_{j \in \Omega_i} Pd_{ij} = 0 \quad (\lambda pd_i) \quad (III.20)$$

$$QGd_i - QLd_i - \sum_{j \in \Omega_i} Qd_{ij} = 0 \quad (\lambda qd_i) \quad (III.21)$$

Onde:

PLd_i, QLd_i são as cargas ativa e reativa no subproblema 2;

QGd_i é a potência reativa gerada no subproblema 2;

Pd_{ij}, Qd_{ij} são os fluxos de potência ativa e reativa no circuito $i-j$, respectivamente;

$\lambda pd_i, \lambda qd_i$ são os coeficientes de Lagrange no subproblema 2 associado às equações de balanço de potência ativa e reativa, respectivamente.

E - Restrições de Modelagem das Máquinas Síncronas:

Como foi mencionado nas seções anteriores, para se encontrar o ponto de solução do sistema imediatamente após o fechamento do anel, é necessário considerar fixos os valores das tensões e ângulos das barras internas que representam as máquinas. Assim, as equações que modelam as máquinas síncronas no subproblema 2 são:

$$(PGd_i + Pinj_i) \cdot x' d_i - E_i^* \cdot Vd_i \cdot \text{sen}(\delta_i^* - \theta d_i) = 0 \quad (\pi p_i) \quad \text{(III.22)}$$

$$QGd_i \cdot x' d_i - E_i^* \cdot Vd_i \cdot \cos(\delta_i^* - \theta d_i) + Vd_i^2 = 0 \quad (\pi q_i) \quad \text{(III.23)}$$

Onde:

E_i^* é o valor ótimo da tensão atrás da reatância subtransitória calculado no subproblema 1;

δ_i^* é o valor ótimo do ângulo da tensão atrás da reatância subtransitória, calculado no subproblema 1;

$\pi p_i, \pi q_i$ são os coeficientes de Lagrange associados às restrições que representam as máquinas síncronas, parte ativa e reativa, respectivamente.

Uma observação importante a respeito da solução do subproblema 2 é em relação à referência angular. No subproblema 1, para resolver o problema de singularidade da matriz de solução, elimina-se uma equação do conjunto de equações considerando-se um ângulo de tensão de barra fixo, o qual torna-se a referência angular do sistema. A referência

angular no subproblema 1 continua para o subproblema 2, devido aos ângulos das tensões das barras internas que representam as máquinas serem considerados fixos. É a referência síncrona do sistema.

F - Construção do Corte de Benders:

A injeção de potência ativa no subproblema 2 mostra que a decisão de operação do subproblema 1 não é viável para fechamento do anel. Sempre que isto ocorre, o corte de Benders é produzido e é considerado como restrição no subproblema 1.

As variáveis que recebem corte de Benders são aquelas que passam constantes para o subproblema 2, ou seja, tensão e ângulo da fonte de tensão atrás da reatância transitória, o corte de carga, a potência ativa gerada e a tensão das barras de carga.

De acordo com a exposição feita no Apêndice B, o corte de Benders é montado segundo a expressão a seguir:

$$\pi_2^* \cdot E_x \cdot x \geq w_2^* + \pi_2^* \cdot E_x \cdot x^* \quad (\text{III.24})$$

Onde,

- w_2^* é o valor da função objetivo obtido do subproblema 2;
- π_2^* é o coeficiente de Lagrange das equações do subproblema 2 onde aparecem as variáveis que recebem corte;
- E_x é a derivada parcial das equações onde aparecem as variáveis que recebem corte em relação às mesmas;
- x^* é o valor constante das variáveis que recebem corte calculado no subproblema 1;
- x são as variáveis associadas ao corte de Benders.

III.3 Escolha do Lado de Fechamento do Anel

A linha a ser ligada é inicialmente energizada em uma das extremidades, ficando o fechamento do anel caracterizado pela ligação do outro lado. Neste caso, além da diferença angular também poderá ser verificada elevada tensão nos pólos do disjuntor causada pelo *Efeito Ferranti*, principalmente em se tratando de linhas longas em Extra Alta Tensão (EAT). Portanto, esta questão também necessita ser considerada no problema de fechamento de anel.

Para ilustrar o efeito da energização, considera-se o modelo π da linha de transmissão mostrado na Figura III.2.

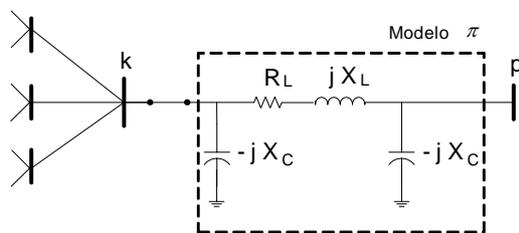


Figura III.2 – Energização da linha de transmissão.

Onde:

- R_L é a resistência *série* da linha de transmissão;
- X_L é a reatância indutiva *série* da linha de transmissão;
- X_C é a reatância capacitiva *shunt* da linha de transmissão;
- k é a barra que energiza a linha de transmissão;
- p é a extremidade em aberto da linha de transmissão.

Normalmente, em linhas de Extra Alta Tensão, a reatância capacitiva *shunt* é maior que a reatância indutiva série ($X_C > X_L$), ou seja, o efeito capacitivo predomina como o comportamento de dois capacitores em paralelo conectados à barra k . Portanto, a ligação

de um lado da linha pode ser vista como uma injeção de potência reativa, sendo responsável pela elevação da tensão na barra k para um novo valor denominado V_k' .

A tensão na extremidade p pode ser obtida diretamente através da equação nodal:

$$\frac{V_p}{-jX_C} + \frac{V_p - V_k'}{R_L + jX_L} = 0 \quad (\text{III.25})$$

Que desprezando-se as perdas na linha, resulta em:

$$V_p = \frac{X_C}{X_C - X_L} V_k' \quad (\text{III.26})$$

Pode-se observar da expressão (III.26) que a tensão na extremidade p é maior que a tensão da barra k , e depende apenas das constantes da linha e da própria tensão V_k' . Portanto, a tensão na extremidade do fechamento do anel (V_p) será menor quanto menor V_k' . Neste caso, o problema resulta em identificar qual a barra que apresenta a menor variação de tensão diante da ligação de um elemento *shunt* capacitivo.

Certas barras apresentam maior sensibilidade da tensão em relação à potência reativa injetada, podendo este fato ser observado em curvas típicas traçadas por sucessivas soluções do fluxo de potência convencional, variando-se a carga reativa de diferentes barras. No Fluxo de Potência Ótimo, índices de sensibilidade são obtidos através dos coeficientes de Lagrange [49]. Estes coeficientes expressam a taxa de variação da função objetivo em relação aos recursos associados as equações. No presente caso, torna-se necessário a obtenção do coeficiente $\lambda q a$ correspondente à restrição (III.5). Este coeficiente é definido por:

$$\lambda q a_i = \frac{\partial Z^*}{\partial Q L_i} \quad (\text{III.27})$$

onde:

Z^* é o valor ótimo da função objetivo;

QL_i é a valor da carga reativa na barra i .

No entanto, para que este coeficiente expresse a sensibilidade da tensão em relação à potência reativa, faz-se necessário adicionar à função objetivo (III.3) o termo correspondente ao mínimo desvio de tensão dado por:

$$\frac{1}{2}\rho_4 \left[(V_k - V_k^0)^2 + (V_m - V_m^0)^2 \right] \quad (\text{III.28})$$

Onde k e m são as barras candidatas a energização da linha k - m .

V_k^0, V_m^0 são as tensões iniciais de operação das barras k e m , respectivamente;

ρ_4 É um fator de penalização para o desvio quadrático de tensão. Neste trabalho foi adotado o valor de 1000.

Deve-se também efetuar uma injeção de potência de 10Mvar nas barras k e m , forçando-se o sistema a desviar ligeiramente do ponto de operação inicial. Dessa forma, a barra que mais influenciar na função objetivo apresentará um maior índice de sensibilidade. É importante mencionar que as constantes para injeção de potência reativa (10MVar) e ρ_4 (1000) foram adotadas de forma a proporcionar a obtenção de valores significativos de índices de sensibilidade. Outros valores poderiam ter sido utilizados, já que esta escolha não influencia na metodologia.

O índice de sensibilidade proposto pode ser utilizado para definir o lado de energização e conseqüentemente, o melhor lado para o fechamento do anel. Observa-se que se a energização for feita pela barra de maior sensibilidade, esta sofrerá uma maior elevação de tensão, e determinará um proporcional aumento de tensão na extremidade da linha, segundo a expressão (III.26). Está claro, portanto, que a energização deve ser realizada pela barra que apresentar o menor dos coeficientes, $\lambda q a_k$ ou $\lambda q a_m$.

Outro aspecto que deve ser observado é que os impactos de potência elétrica nos geradores estão associados à defasagem angular nos pólos do disjuntor. Em consequência, os principais ajustes estão relacionados com o redespacho de potência ativa no sistema. Ou seja, a tensão pouco influencia nestes impactos, permanecendo praticamente constante durante o processo iterativo de Benders. Dessa forma, a escolha do lado de energização é realizada na primeira execução do subproblema 1, sabendo-se que esta escolha não será invalidada pela continuidade do processo de solução.

Por exemplo, considere a linha energizada através da barra k , sendo, portanto, o anel fechado pelo lado da barra m . Neste caso, a tensão nos pólos do disjuntor é representada através da inclusão da barra p ao sistema como mostra a Figura III.3. A extremidade da linha, ou barra p , representa o pólo do disjuntor no lado da linha. Portanto, a tensão nos pólos do disjuntor é expressa pela diferença de tensão entre as barras p e m .

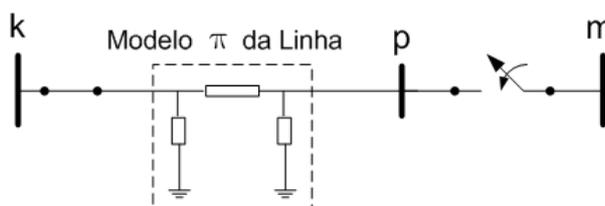


Figura III.3 – Modo de simulação do fechamento.

A partir destas considerações, a restrição de tensão nos pólos do disjuntor poderá ser então incluída ao subproblema-1, limitando-se a diferença de tensão entre as barras p e m . É importante observar que esta restrição só é incluída nas execuções subsequentes do subproblema 1:

$$|Va_p - Va_m| \leq 10\% \quad (\text{III.29})$$

A escolha do lado de fechamento é, portanto, realizada de forma automática valendo-se da característica iterativa do método de solução de Benders. Após a execução do subproblema 1 passa-se à primeira execução do subproblema 2. A Figura III.4 ilustra o método.

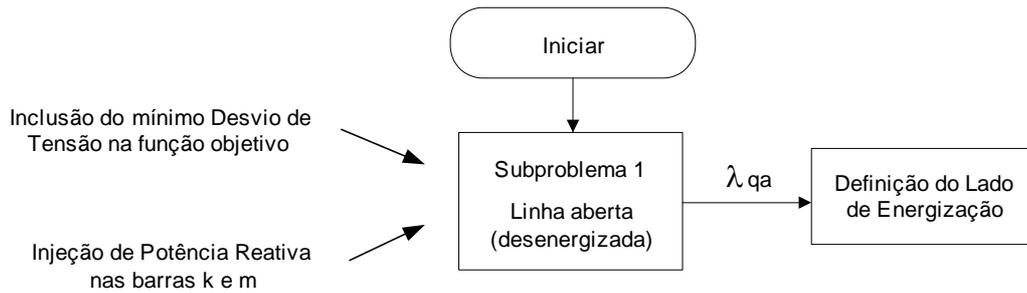


Figura III.4 – Fluxograma da Metodologia para escolha do Lado de Energização.

III.4 Geradores para Redespacho

Na formulação proposta no Item II.5, o redespacho é permitido a todos os geradores. Isto implica em ajuste de um grande número de máquinas do sistema. Na prática, este procedimento pode se tornar inviável para grandes sistemas, pois um tempo precioso seria consumido na realização desta tarefa. Portanto, o problema consiste em identificar um número reduzido de geradores para realizar o redespacho.

A diferença angular entre as barras k e m é responsável pelo fluxo de potência ativa na linha que conecta estas barras, no momento do fechamento do anel. O fluxo no sentido, por exemplo, da barra k para a barra m representa uma elevação instantânea de potência elétrica nos geradores situados no sistema no lado da barra k , sendo o inverso verificado no lado da barra m . A diferença angular pode ser reduzida transferindo a participação dos geradores no atendimento às cargas de um lado para o outro, ou seja, alterando-se as potências geradas em ambos os lados. Neste caso, como mostra a Figura III.5, o lado m deve aumentar a sua geração enquanto o lado k deve diminuir. Isto reduziria a diferença angular existente entre as barras k e m e, portanto, o impacto nos eixos dos geradores. O problema que se coloca é definir quais geradores de cada lado do sistema devem ser redespachados para efetivamente reduzir a diferença angular entre as barras k e m .

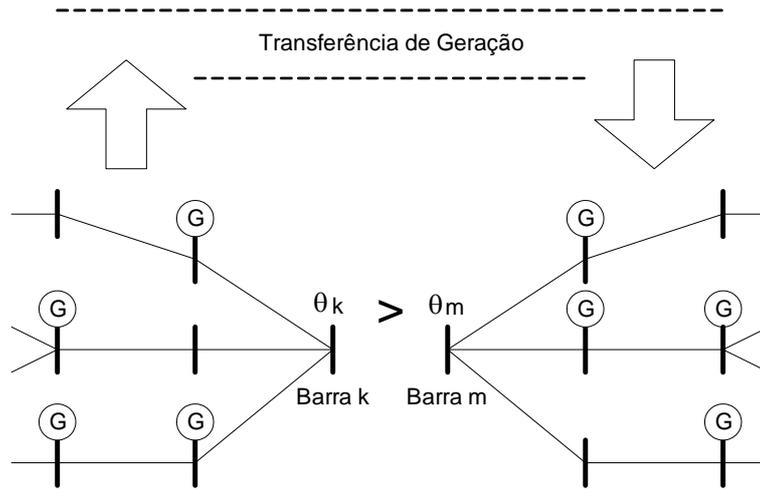


Figura III.5 – Transferência de geração para redução do impacto.

Esta informação pode ser obtida na primeira execução do subproblema 2. Para tanto, permite-se inicialmente o redespacho em todos os geradores do sistema, pois ainda não se conhece os geradores mais sensíveis ao impacto do fechamento do anel. Após a convergência da primeira execução do subproblema 2 tem-se o valor de P_{inj} da função objetivo. Este termo da função objetivo contém os impactos nos geradores. Adicionalmente, os coeficientes de Lagrange (λ_{pd}) associados a equação (III.20) contém a sensibilidade dos geradores em relação a estes impactos. Em outras palavras, λ_{pd} informa o quanto a geração de cada máquina contribui para a ocorrência de impactos no fechamento do anel. Portanto, os valores destes coeficientes de Lagrange são utilizados para produzir uma lista dos geradores mais sensíveis para o redespacho. A Figura III.6 ilustra este procedimento:

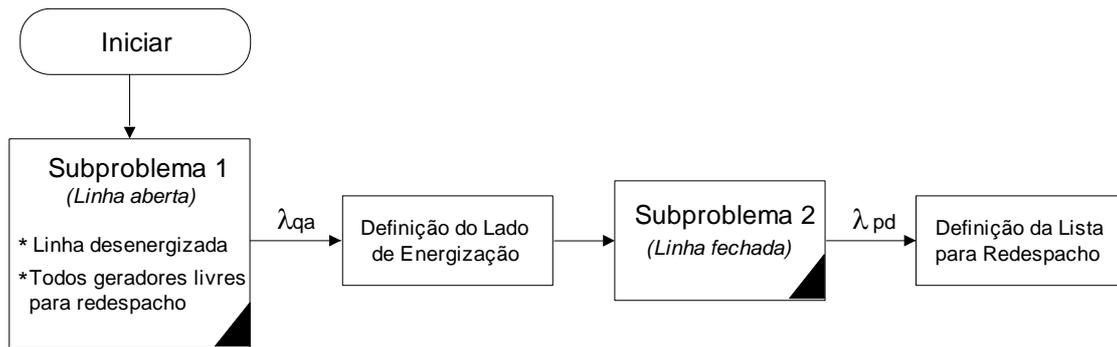


Figura III.6 – Fluxograma da metodologia de seleção de geradores para o redespacho.

Assim, a metodologia proposta é definida como: (i) Obtenção dos Coeficientes. Os geradores que mais contribuem para a ocorrência de impactos são definidos na primeira execução do subproblema 2. Neste caso, são obtidos os coeficientes de Lagrange (λ_{pd}); (ii) Ordenação dos Coeficientes. Os coeficientes de Lagrange são ordenados em ordem decrescente de seus valores absolutos. No entanto, deve-se alternar a escolha de geradores de ambos os lados do sistema. Isto permite que alguns geradores aumentem suas gerações enquanto outros diminuem, tornando mais eficiente o redespacho para a redução do ângulo. A definição do lado a que o gerador pertence pode ser obtida através da potência ativa gerada no instante do fechamento do anel. Ou seja, os geradores que aumentarem a geração estão em um lado do anel e os geradores que diminuirão a geração pertencem ao outro lado.

Na próxima execução do subproblema 2, permite-se o redespacho somente para um número reduzido e pré especificado de geradores escolhidos da lista. No entanto, este fato poderá exigir a necessidade de corte de carga. Para eliminar este corte de carga, deverá ser permitido o redespacho para um novo gerador escolhido da lista.

Ao final do processo iterativo, obtêm-se os ajustes para um número reduzido de máquinas do sistema, sem a necessidade de corte de carga.

III.5 Algoritmo de Solução

A Figura III.7 mostra o fluxograma completo do algoritmo proposto para solução do problema de fechamento de anel considerando-se a escolha do lado de energização da linha e a escolha de um número reduzido de geradores para redespacho.

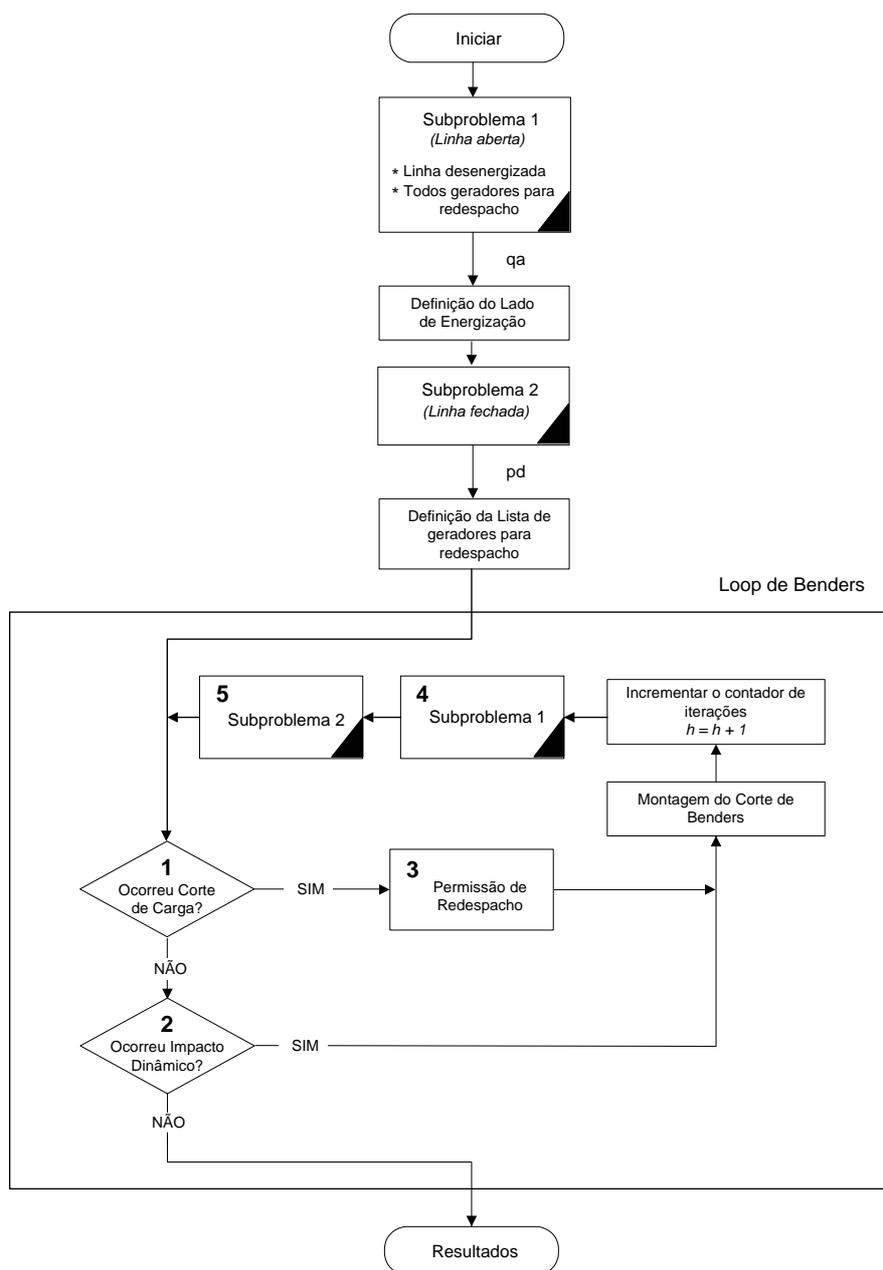


Figura III.7 – Fluxograma algoritmo proposto.

A descrição dos blocos no *loop* de Benders é apresentada a seguir:

Bloco-1: Ocorreu Corte de Carga: Testa se houve corte de carga na solução do subproblema 1 da iteração correspondente.

Bloco-2: Ocorreu Impacto Dinâmico: Verifica a condição de impacto representada pela injeção de potência ativa nas barras (P_{inj}). Para que os impactos estejam dentro do limite determinado pelo ONS, P_{inj} deverá ser menor que a tolerância definida.

Bloco-3: Permissão de Redespacho: Responsável por permitir redespacho ao próximo gerador da lista. Este bloco é ativado sempre que ocorre corte de carga na solução do subproblema 1.

Bloco-4: Subproblema 1: Identifica-se este subproblema a partir da segunda iteração, em que a barra p passa a ser considerada. A linha encontra-se energizada, sendo a tensão nos pólos do disjuntor limitada a 10%. Neste subproblema são efetuados ajustes no sistema para o atendimento as restrições dinâmicas.

Bloco-5: Subproblema 2: Identifica-se este subproblema a partir da segunda iteração. Aqui é obtida a solução do sistema no instante do fechamento do anel, para que seja verificada a ocorrência de impactos dinâmicos. A injeção de potência ativa maior que uma tolerância significa que a restrição do ONS não foi atendida, neste caso será construído o corte de Benders.

III.6 Exemplo Numérico

Para facilitar o entendimento da metodologia proposta, apresenta-se neste item um exemplo numérico com o sistema apresentado na Figura III.8. Este sistema possui seis barras interligadas através de seis Linhas de Transmissão (LT). As barras 1, 2, 3 e 4 são barras de geração e as barras 5 e 6 concentram a carga do sistema. Os geradores têm potência nominal de 100MVA e reatância transitória $x'd = 18\%$. O anel estará fechado quando a linha LT_{5-6} conectar as barras 5 e 6.

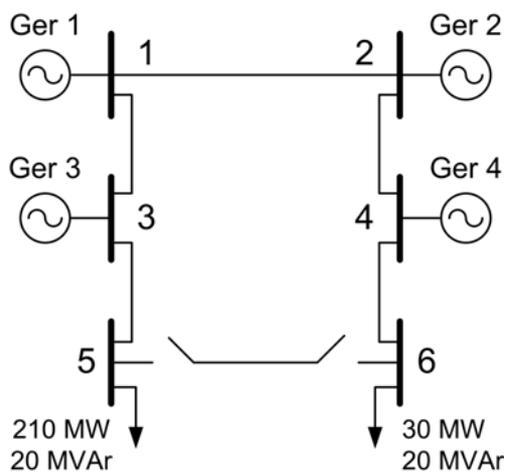


Figura III.8 – Sistema Exemplo de 6 barras.

Os dados das linhas deste sistema são apresentados na Tabela III.1 na base de 100 MVA.

Tabela III.1 – Dados de linha do Sistema Exemplo.

Linha de Transmissão	Estado	R	X	B_{sh}
LT_{1-2}	Ligada	0,00	0,10	0,20
LT_{1-3}	Ligada	0,00	0,20	0,20
LT_{2-4}	Ligada	0,00	0,30	0,20
LT_{3-5}	Ligada	0,00	0,03	0,25
LT_{4-6}	Ligada	0,00	0,15	0,05
LT_{5-6}	Desligada	0,00	0,08	0,60

Os dados dos geradores do sistema são apresentados na Tabela III.2. sendo as condições operativas iniciais apresentadas na Tabela III.3.

Tabela III.2 – Dados dos geradores.

Geração			
Ativa (MW)		Reativa (MVar)	
Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
0	100	-70	70

Tabela III.3 – Condições operativas iniciais.

Barra	Tensão			Geração		
	Magnitude (pu)	Mínimo	Máximo	Ângulo (graus)	Ativa (MW)	Reativa (MVar)
1	1,000	0,95	1,05	0,000	56,16	29.12
2	0,990			6,09	44,82	-26.15
3	0,987			-19,07	48,76	20.30
4	1,008			16,49	90,26	16.72
5	0,982			-22,80	-	-
6	0,980			+13,88	-	-

A barra escolhida para referência angular é a barra 1. Destaca-se nas condições operativas iniciais do sistema uma diferença angular (SPA) de $36,68^\circ$ existente entre as barras 5 e 6.

Com o fechamento do anel nestas condições, o impacto mais severo é verificado no rotor do gerador #4, conforme simulações dinâmicas do sistema realizadas com o programa ANATEM [50] e mostrada na Figura III.9. Para tanto, adotou-se para a constante de inércia das máquinas, $H=5s$ e constante de amortecimento, $D=5 \text{ pu/pu}$. Pode-se verificar na figura que para o despacho inicial de $PGa = 90,26 \text{ MW}$, o limite de impacto no gerador #4 é excedido em $49,5 \text{ MW}$ porque a potência alcança o valor $PGd = 189,76 \text{ MW}$ no instante do fechamento da linha (1s). Os índices “a” e “d” correspondem a “antes” e “depois” do fechamento do anel, respectivamente.

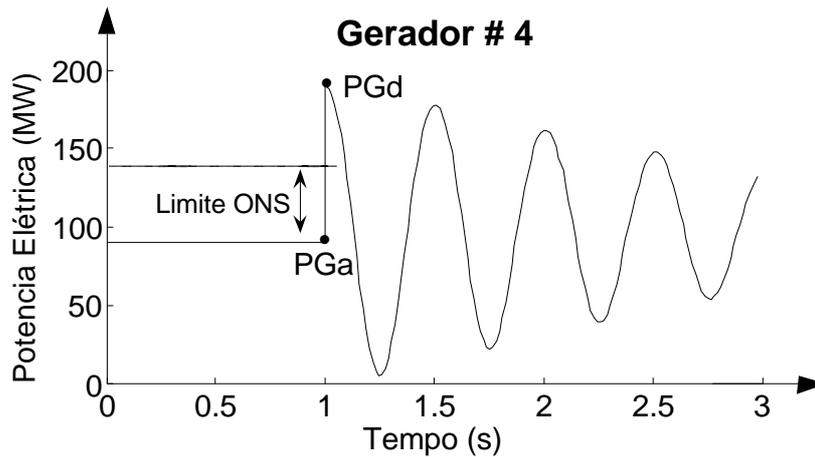


Figura III.9 – Fechamento da linha nas condições iniciais.

Para evitar o excesso de impacto no eixo do gerador #4, deve-se realizar uma modificação nas condições operativas do sistema. Para tanto, utiliza-se para este sistema a metodologia proposta, incluindo-se na análise a determinação do lado de energização da linha e a escolha dos geradores para redespacho.

➤ Subproblema 1 – Iteração $h=1$

A primeira execução do subproblema 1, com a função objetivo de mínimo desvio de tensão nas barras 5 e 6 associada a uma injeção de 10 MVar nestas barras, fornece após a convergência, os coeficientes de Lagrange correspondentes às equações de fluxo de potência reativa das barras 5 e 6. Os valores obtidos para o sistema exemplo são: $\lambda_{qa_5} = 0,095$ e $\lambda_{qa_6} = 2,409$. Portanto, a linha deve ser energizada através da barra 5 (menor λ_{qa}) e o anel será fechado pelo disjuntor da barra 6.

A energização desta linha através da barra-5 proporciona uma tensão nos pólos do disjuntor igual a 5,4%. Por outro lado, se esta linha é energizada através da barra-6, a tensão nos pólos do disjuntor seria de 11,7%. Estes resultados mostram a eficiência da metodologia proposta. Destaca-se que este fato também ocorreu para outros sistemas simulados os quais serão tratados no capítulo subsequente.

➤ Subproblema 2 – Iteração h=1

Dando continuidade ao processo de solução global, o subproblema 2 é executado a primeira vez. Após a convergência deste subproblema, tem-se a potência elétrica gerada imediatamente após o fechamento do anel (PGd). Destaca-se que estes valores são iguais aos valores obtidos através da simulação dinâmica no ANATEN. O Torque no Rotor do Gerador (TRG) é dado pela diferença entre PGd e PGa . A Tabela III.4 mostra estes resultados.

O maior impacto é verificado no rotor do gerador #4. O limite de impacto no rotor do gerador #3 também foi ultrapassado. Como esperado isto ocorreu devido à proximidade com o local do fechamento do anel.

Tabela III.4 – Variação de potência elétrica

Gerador	PGa (MW)	PGd (MW)	TRG (MW)
1	56,16	44,85	- 11,31
2	44,82	56,33	+11,51
3	48,76	-34,24	-83,00
4	90,26	189,76	+99,50

Adicionalmente, tem-se como resultado da simulação os coeficientes de Lagrange associados às equações de fluxo de potência ativa (λ_{pd}), (III.20). Estes coeficientes são mostrados em valor absoluto na segunda linha da Tabela III.5. A terceira linha da tabela mostra os sinais correspondentes ao aumento de geração e à diminuição da geração, definindo o lado que os geradores estão em relação ao anel a ser fechado. Estes dados permitem a formação de uma lista de geradores para redespacho formada na seguinte ordem: 1º gerador #4, 2º gerador #3, 3º gerador #2 e 4º gerador #1. Portanto, permitindo-se o redespacho em somente 2 geradores, o algoritmo proposto seleciona inicialmente os geradores #3 e #4. Caso ocorra corte de carga durante o processo iterativo global de Benders, o algoritmo seleciona o próximo gerador da lista para redespacho. Isto ocorre até que o corte de carga seja eliminado.

Tabela III.5 – Coeficientes de Lagrange.

Gerador	1	2	3	4
λ_{pd}	1,04	3,21	11,70	22,20
Lado	-	+	-	+

Neste exemplo simples, observa-se que a lista de geradores para redespacho coincide com os geradores próximos do anel, o que intuitivamente é esperado. No entanto, para sistemas maiores isto não ocorre, conforme será mostrado no capítulo de estudo de casos.

Como ocorreu torques excessivos nos geradores #3 e #4, um corte de Benders é produzido para o subproblema 1, conforme metodologia descrita no Apêndice B.

➤ Subproblema 1 – Iteração h=2

Nesta execução do subproblema 1 e nas subseqüentes, as restrições de Benders são incluídas no problema bem como a restrição de limite de tensão no pólo do disjuntor. Conforme ficou definido, a linha foi energizada pela barra 5 ficando a tensão nos pólos do disjuntor limitada pela inclusão da restrição (III.29) ao subproblema 1.

Em atendimento ao corte de Benders, os resultados da simulação do subproblema 1 mostra que os geradores #3 e #4 efetuaram redespacho sem a necessidade de corte de carga. Portanto, não ocorre neste caso a necessidade de incrementar a lista de geradores para redespacho.

➤ Subproblema 2 – Iteração h=2

Após a segunda execução do subproblema 2, verifica-se que apesar dos redespachos realizados nos geradores #3 e #4 resultarem em diminuição dos torques, eles ainda não foram suficientes para atender completamente a restrição do operador, como mostra a Tabela III.6. Este fato exige a continuidade no processo iterativo global. Ou seja, deve-se produzir novo corte de Benders para ser adicionado ao subproblema 1 e assim sucessivamente até que os torques estejam dentro dos limites permitidos pelo operador.

Tabela III.6 – Redespacho iteração 2.

Gerador	PGa (MW)	PGd (MW)	TRG (MW)
1	56,16	41,00	- 15,16
2	44,82	49,64	+4,82
3	69,89	2,11	-67,78
4	69,12	141,18	+72,06

Após a convergência do algoritmo, tem-se o novo ponto de operação do sistema dado na Tabela III.7. A tensão nos pólos do disjuntor é de 5,4%. Caso a energização da LT ocorresse na barra 6, a tensão nos pólos do disjuntor seria de 11,7% e estaria acima do limite especificado. Como não há corte de carga durante o processo de solução, o redespacho é verificado apenas nos 2 geradores inicialmente escolhidos. Pode-se observar da tabela que o SPA entre as barras 5 e 6 foi reduzido para 19,97°.

Tabela III.7 – Condições Ótimas – Redespacho.

Barra	Tensão		Geração		
	Magnitude (pu)	Ângulo (graus)	PGa (MW)	PGd (MW)	TRG (MW)
1	1,004	0,00	56,16	45,66	-10,50
2	0,994	3,33	44,82	48,05	3,23
3	0,986	-13,34	95,72	48,77	-46,95
4	0,999	5,63	43,28	93,22	49,94
5	1,000	-17,00	-	-	-
6	0,971	2,97	-	-	-

A Figura III.10 mostra o comportamento dinâmico do gerador #4 indicando que o impacto no rotor do gerador foi reduzido até o limite.

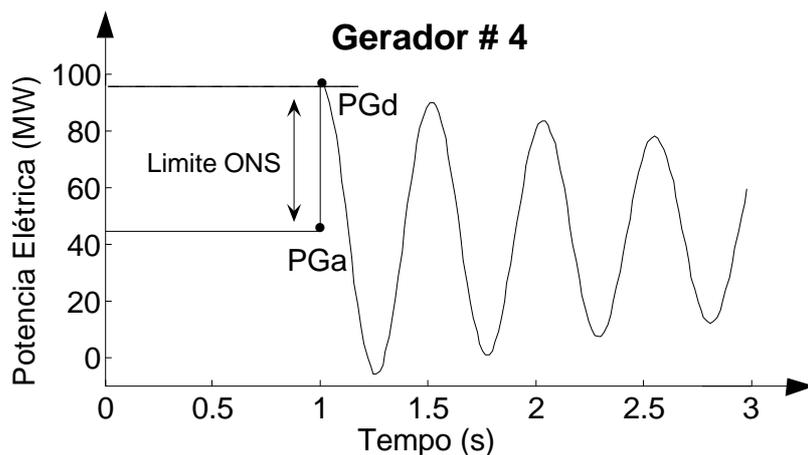


Figura III.10 – Fechamento da linha na condição otimizada.

O método proposto considera diretamente no FPO as restrições de torques nos eixos dos geradores e determina em uma única simulação global o redespacho de um número reduzido de geradores e escolhe o melhor lado para energização da linha. Isto pode ser considerado uma grande evolução quando comparado com o método de tentativa e erro proposto inicialmente na referencia [24].

III.7 Planejamento do Suporte de Potência Reativa

III.7.1 Metodologia Tradicional

Como foi apresentado no Capítulo II, este problema de planejamento consiste em determinar a localização e o valor do suporte de potência reativa necessários para a operação segura do sistema, sendo tradicionalmente verificado o comportamento estático em regime de contingência. Para simplificar as análises que serão apresentadas, a Figura II.7 é rerepresentada na Figura III.11 a seguir:

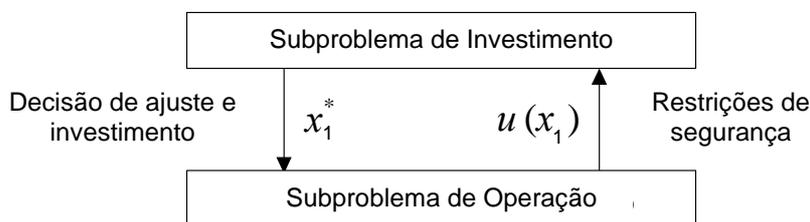


Figura III.11 – Esquema tradicional para inclusão de restrições de segurança.

Nesta figura:

x_1 são as variáveis de decisão dos ajustes e investimentos;

x_1^* representa o valor ótimo de x_1 calculado no subproblema de investimento;

$u(x_1)$ representa a restrição de segurança (corte de Benders) gerada no subproblema de operação.

A função objetivo utilizada nos dois subproblemas da Figura III.11 corresponde a mínima alocação de potencia reativa, ou seja:

$$f(x) = \sum \rho \cdot QA_i \quad (\text{III.31})$$

onde:

- ρ é o fator de ponderação associada à alocação de potência reativa
- QA_i representa a alocação de potência reativa, através da instalação de bancos de capacitores e/ou indutores;

No subproblema de *investimento*, determinadas barras são especificadas como candidatas a receber alocação, e o somatório da função objetivo se aplica somente a este conjunto de barras. Já no subproblema de *operação*, todas as barras do sistema são especificadas como candidatas à alocação fictícia de potência reativa, sendo isto necessário para garantir a convergência do problema caso a contingência seja inviável. Nesta situação, a restrição de Benders, ou restrição de segurança, é criada no subproblema de operação e tem a função de informar/determinar os ajustes necessários ao subproblema de investimento.

Naturalmente, as tensões e potências ativas dos geradores não se alterarão automaticamente na contingência em busca de um ponto seguro de operação, sendo necessário ajustes prévios destas grandezas no sistema em operação normal (*subproblema 1*) assim como investimentos em potencia reativa (alocação) nas demais barras do sistema. Portanto, estas variáveis são passadas fixas para o subproblema de *operação*, e são chamadas variáveis de decisão no subproblema de *investimento*. É importante mencionar que, muitas vezes, apenas o ajuste de tensões e potências reativas geradas são suficientes para tornar viável a contingência (ou uma lista de contingências).

Quando não há alocação de potencia reativa no subproblema de operação, significa que o sistema está seguro, ou seja, sua operação é possível mesmo com a ocorrência das contingências. Dessa forma, fica definido o critério de convergência do problema.

III.7.2 Metodologia Proposta

A metodologia proposta neste trabalho consiste em tratar o planejamento da operação do SEP através da técnica de decomposição que inclui um novo subproblema (*subproblema-3*) ao tradicional problema de planejamento da operação. Isto é necessário para incluir na metodologia tradicional os torques nos eixos dos geradores causados pelos impactos das contingências. Para tanto, tem-se:

- *Subproblema-1*: Ou subproblema de *investimento*, considera o sistema operando em condições normais, sem contingência, com o objetivo de minimizar os investimentos em suporte de potência reativa.
- *Subproblema-2*: Ou subproblema de *operação*, considera o sistema em regime de contingência com o objetivo de verificar se os investimentos e ajustes realizados no *subproblema-1* são suficientes para uma operação viável do sistema nestas condições.
- *Subproblema-3*: Ou subproblema de *impacto*, considera o sistema no instante em que ocorre a contingência com o objetivo de verificar se os impactos nos eixos dos geradores encontram-se nos limites *recomendados* pelo ONS.

A Figura III.12 ilustra o esquema de solução proposto.

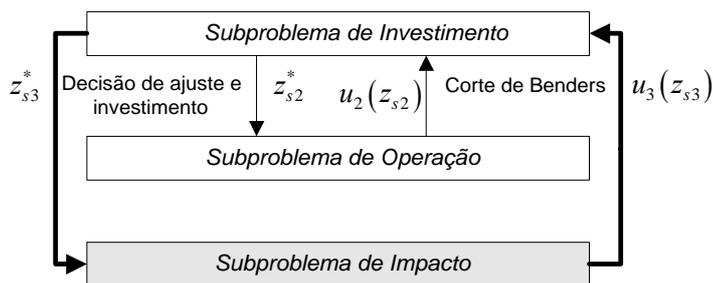


Figura III.12 – Metodologia de planejamento proposta.

Nesta figura, $z_{s2} = \{Va_i, PGa_i, QAA_i, \alpha_i\}$ representa o conjunto das variáveis de ajuste, ou de decisão, do *subproblema-1*, consideradas como constantes no *subproblema-2*, ou

seja, $z_{s2}^* = \{Va_i^*, PG_i^*, QAA_i^*, \alpha_i^*\}$, onde:

- Va_i representa a tensão das barras de geração;
- QAA_i representa o investimento em alocação de potência reativa no *subproblema 1* da barra i , através da instalação de bancos de capacitores e/ou indutores;
- $u_2(z_{s2})$ representa a restrição de corte de Benders gerada no *subproblema-2*.

O conjunto $z_{s3} = \{E_i', \delta_i, PGa_i, Va_i, \alpha_i\}$, por sua vez, inclui as variáveis de decisão do *subproblema-1* sendo consideradas como constantes no *subproblema-3*, ou seja, $z_{s3}^* = \{E_i^*, \delta_i^*, PGa_i^*, Va_i^*, \alpha_i^*\}$. Estas variáveis são as mesmas apresentadas na metodologia anterior correspondente a fechamento de anel, ressaltando-se que:

- Va_i representa a tensão da barra i cuja carga é modelada como impedância constante, no *subproblema-3*;
- $u_3(z_{s3})$ representa a restrição de corte de Benders gerada no *subproblema-3*.

Em regime de contingência, a violação de limites operativos está associada a inclusão do corte de Benders $u_2(z_{s2})$. Para a violação no limite de impactos dinâmicos associa-se o corte $u_3(z_{s3})$. Com as restrições de Benders incluídas a cada iteração, o *subproblema-1* é executado novamente para o reajuste das variáveis de investimento (z_{s2}) e para reajuste do ponto de operação (z_{s3}).

O procedimento ilustrado na Figura III.12 continua até que não ocorram violações do limite de impacto recomendado pelo ONS e que a operação do sistema seja viável para todas as contingências da lista. Dessa forma, a solução do *subproblema-1* fornece o mínimo investimento em suporte de potência reativa necessário para atender o *subproblema-2* (operação) e o *subproblema-3* (impacto).

É importante observar a possibilidade do corte de carga no *subproblema-1*, já que agora este problema de planejamento incorpora severas restrições da dinâmica do sistema (restrições de impacto). Embora considerado na análise, o que se pretende neste trabalho não é avaliar o corte de carga nas simulações, mas sim o planejamento de alocação de potência reativa. Portanto, a alocação de potência reativa é suficiente para tornar a ocorrência das contingências viáveis sob os dois aspectos envolvidos, não havendo necessidade do corte de carga.

Aqui, o índice “a” refere-se à condição de operação antes da ocorrência de qualquer contingência.

III.7.3 Modelagem Subproblema 1

O subproblema de *investimento* é modificado para acomodar as equações das máquinas do sistema. Ou seja:

$$\begin{aligned} \text{Min } & f(x) && \text{(III.30)} \\ \text{s.a. } & h_a(x) = 0 \\ & Ms_a(x) = 0 \\ & x_{\min} \leq x \leq x_{\max} \end{aligned}$$

As características da função objetivo e de cada uma das restrições que fazem parte da formulação são apresentadas a seguir.

A - Função Objetivo

A função objetivo do *subproblema 1* corresponde à minimização do custo de investimento associado a compensação estática através da instalação de bancos de capacitores/indutores. Adicionalmente, a função objetivo inclui o corte de carga devido a inclusão das restrições de Benders impostas pelo subproblema de impacto. Ou seja:

$$f(x) = \sum_{i \in A} \rho_4 \cdot Q A a_i + \sum_{t \in \Omega_c} \rho_2 \cdot \alpha_t \quad \text{(III.31)}$$

Onde:

- A Conjunto de barras candidatas à alocação de potência reativa;
- α_i Corte percentual de carga na barra i ;
- ρ_2 Ponderação associada ao corte de carga.
- ρ_4 Ponderação associada ao investimento em potência reativa. Neste trabalho foi adotado 1.

B - Restrições de Balanço de Potência Ativa e Reativa

A restrição de balanço de potência ativa é idêntica a (III.4), não sendo necessário alterações. Para as barras candidatas à alocação, a restrição de balanço de potência reativa é dada pela equação (III.33).

$$PGa_i - (1 - \alpha_i) \cdot PL_i - \sum_{j \in \Omega_i} Pa_{ij} = 0 \quad (III.32)$$

$$QGa_i + QAa_i - (1 - \alpha_i) \cdot QL_i - \sum_{j \in \Omega_i} Qa_{ij} = 0 \quad (III.33)$$

Destaca-se, na restrição de balanço de potência reativa, a inclusão do termo QAa_i representando a possibilidade de investimento na barra i .

C - Restrições de Modelagem das Máquinas Síncronas

As equações que representam as máquinas síncronas continuam sendo representadas conforme (III.8) e (III.9).

D - Restrições de Canalização

Assim como a metodologia tradicional, as restrições de canalização deste subproblema referem-se as restrições apresentadas em (III.10), juntamente a restrição de

potência reativa alocada apresentada em (III.34).

$$QAa_i^{\min} \leq QAa_i \leq QAa_i^{\max} \quad (\text{III.34})$$

onde:

$QAa_i^{\min}, QAa_i^{\max}$ representam os limites de alocação de potência reativa na barra i .

III.7.4 Modelagem Subproblema 2

O subproblema de *operação* é também modificado para:

$$\begin{aligned} \text{Min } & f(x) \\ \text{s.a. } & h_{d'}(x, z_{s2}^*) = 0 \\ & Ms_{d'}(x, z_{s2}^*) = 0 \\ & x_{\min} \leq x \leq x_{\max} \end{aligned} \quad (\text{III.35})$$

onde z_{s2}^* representa variáveis de decisão ajustadas no subproblema de investimento e constantes no subproblema de operação. Dessa forma, neste subproblema são consideradas constantes as tensões (V_i) e potências ativas (PGa_i) das barras geradoras, a alocação de potência reativa (QAa_i) e o corte de carga (α_i) advindos do subproblema de *investimento* (ou caso base).

A variável d' representa o regime estático (permanente) em contingência ao qual o sistema encontra-se submetido. A seguir, serão apresentadas as características peculiares à função objetivo e às restrições que compõem este subproblema.

A - Função Objetivo

Assim como a metodologia tradicional, a função objetivo referente ao subproblema de *operação* corresponde à minimização do custo de investimento em alocação fictícia de potência reativa em todas as barras do sistema, ou seja:

$$f(x) = \sum_{i \in B} \rho_5 |QAd'_i| \quad (\text{III.36})$$

Onde:

QAd'_i representa a alocação fictícia de potência reativa na barra i , para o *subproblema* 2;

ρ_5 representa o custo de alocação fictícia de potência reativa na barra i , para o *subproblema* 2. Neste trabalho, foi adotado o valor 3;

B representa o conjunto de todas as barras do sistema, neste estágio especificadas como candidatas a alocação fictícia de potência reativa.

Se $\sum_{i \in B} QAd'_i = 0$ é verificado na solução deste subproblema, a contingência em análise é viável. Caso contrário, a operação do sistema em regime desta contingência é inviável. Neste caso, deve-se construir a restrição de Benders conforme será visto em item subsequente.

B - Restrições de Balanço de Potência Ativa e Reativa

As restrições de balanço de potência sofrem alterações devido as variáveis de decisão z_{s2} que são constantes z_{s2}^* neste subproblema. Considerando-se as tensões Va_i e as potências ativas PGa_i das barras de geração, as alocações de potência reativa (QAd_i) e o corte de carga (α_i) como variáveis de decisão, as equações (III.4) e (III.5) podem ser rescritas respectivamente como:

$$PGa_i^* - (1 - \alpha_i^*) \cdot PL_i - \sum_{j \in \Omega_i} (Va_i^{*2} \cdot g_{ij} - Va_i^* \cdot Va_j \cdot g_{ij} \cdot \cos\theta_{ij} - Va_i^* \cdot Va_j \cdot b_{ij} \cdot \sin\theta_{ij}) \quad (\text{III.37})$$

$$\begin{aligned}
& QGa_i + QAA_i^* + QAd_i' - (1 - \alpha_i^*) \cdot QL_i - \\
& \sum_{j \in \Omega_i} \left(-Va_i^{*2} \cdot b_{ij} + Va_i^* \cdot Va_j \cdot b_{ij} \cdot \cos\theta_{ij} - Va_i^* \cdot Va_j \cdot g_{ij} \cdot \sin\theta_{ij} \right)
\end{aligned} \tag{III.38}$$

Onde:

i representa uma barra de geração qualquer;

j representa uma barra não geradora qualquer.

Destaca-se que a restrição (III.38) inclui a potência reativa fictícia (QAd_i') do subproblema de *operação*.

C - Restrições de Modelagem das Máquinas Síncronas

Neste subproblema, não há necessidade de se modelar as máquinas síncronas, tendo em vista a tradicional consideração de restrições operativas somente relacionadas a barras do sistema. Assim, características internas das máquinas não serão avaliadas no regime permanente de contingência.

É importante mencionar a existência na literatura de trabalhos que utilizam variáveis internas para inclusão de restrições associadas as curvas de capacidade da máquina, que poderá ser futuramente incluída nesta análise.

D - Restrições de Canalização

As restrições de canalização deste subproblema são as mesmas da metodologia tradicional e são rerepresentadas:

$$\begin{aligned}
QGa_i^{\min} & \leq QGa_i \leq QGa_i^{\max} \\
Va_i^{\min} & \leq Va_i \leq Va_i^{\max}
\end{aligned} \tag{III.39}$$

Onde:

$QGa_i^{\min}, QGa_i^{\max}$ são os limites inferior e superior da potência reativa gerada, respectivamente;

Va_i^{\min}, Va_i^{\max} são os limites superior e inferior da tensão de barras não geradoras, respectivamente.

III.7.5 Modelagem Subproblema 3

A formulação do subproblema 3, ou subproblema de *impacto*, é idêntica aquela apresentada no item III.2.2. Pretende-se, com a inclusão deste subproblema ao planejamento de potência reativa, proporcionar uma análise de investimentos mais próxima da realidade, cuja identificação de pontos de operação dinamicamente perigosos restrinja certos ajustes no sistema, antes não visualizados pela metodologia tradicional.

Embora a parte $Q-V$ influencie muito pouco nos impactos dinâmicos, o redespacho no sistema pode afetar diretamente limites de tensão, tendo em vista a alteração dos fluxos de potencia nos circuitos, alterando também as quedas de tensão no sistema. Portanto, poderá ocorrer modificações nos investimentos em potencia reativa quando da aplicação do subproblema de impacto.

Conforme discutido anteriormente, a violação de limites operativos no regime de contingência está associada a inclusão do corte de Benders $u_2(z_{s2})$, que atua nas variáveis de decisão $z_{s2} = \{Va_i, PGa_i, QGa_i, \alpha_i\}$, do sistema em condições normais, sendo Va_i a tensão das barras de geração. Para a violação no limite de impactos dinâmicos associa-se o corte $u_3(z_{s3})$, que atua nas variáveis $z_{s3} = \{E'_i, \delta_i, PGa_i, Va_i, \alpha_i\}$, sendo Va_i as tensão das barras de carga. A potência gerada PGa_i determina o fluxo de potencia ativa no sistema, e está diretamente relacionada a impactos em eixos de geradores, sendo necessário seu ajuste conforme $u_3(z_{s3})$ para eliminação de impactos não seguros. Dessa forma, a restrição $u_2(z_{s2})$ não atuará de forma ótima nesta variável, o que poderá refletir na alteração das outras variáveis de decisão, incluindo o investimento de potencia reativa (QGa_i).

Assim, pode-se dizer que com as restrições de Benders incluídas a cada iteração, o *subproblema-1* é executado novamente para o reajuste das variáveis de investimento (z_{s2}) e para reajuste do ponto de operação (z_{s3}).

III.8 Conclusões

Este capítulo apresentou uma descrição detalhada da técnica adotada para representar os impactos nos eixos dos geradores que podem ocorrer durante o fechamento de um anel elétrico. Foi apresentada neste capítulo a metodologia proposta para escolha do lado de energização da linha e escolha de um número reduzido de geradores para redespacho a fim de evitar os torques indesejados que podem ocorrer durante o fechamento de uma linha. Um exemplo numérico foi apresentado para auxiliar o entendimento da metodologia proposta. As informações obtidas dos coeficientes de Lagrange, através dos exemplos, mostraram que a metodologia proposta é promissora.

Além disso, foi proposta a inclusão de restrições dinâmicas no problema de planejamento da operação de sistemas elétricos de potência. A inclusão destas restrições possibilita manter o impacto nos eixos dos geradores nos limites recomendados pelo ONS, durante a ocorrência de contingências no SEP. A análise de investimento obtida considerando as novas restrições constitui um dos objetivos do estudo de casos apresentado no próximo capítulo.

Ficou demonstrado que o uso de técnicas de decomposição, tal como decomposição de Benders, apresenta uma vantagem crucial para a obtenção de informações contidas nos subproblemas. Esta característica de solução foi explorada neste trabalho e apresenta perspectiva para futuros desenvolvimentos.

Capítulo IV

ESTUDO DE CASOS

IV.1 Considerações Iniciais

O objetivo deste capítulo é apresentar os resultados obtidos através da aplicação da metodologia proposta para inclusão de restrições dinâmicas. Além do exemplo numérico apresentado no Capítulo III, a ferramenta proposta para o fechamento de anel será aplicada ao sistema teste original IEEE 118 barras. Para o planejamento do suporte de potência, serão utilizados dois sistemas, ou seja, o IEEE 14 barras e o IEEE 118 barras [51], que foram modificados para proporcionar maiores impactos dinâmicos nas contingências e serão aqui denominados IEEE-14M e IEEE-118M. As características principais destes sistemas e dos sistemas originais são apresentadas na Tabela IV.1, sendo os dados completos apresentados no Apêndice D.

Tabela IV.1 - Características dos Sistemas Testes.

Sistema	Barras	Circuitos	Geradores	Compensadores Síncronos
IEEE-14	14	20	2	3
IEEE-14M	14	20	5	0
IEEE-118	118	186	18	36
IEEE-118M	118	186	54	0

As simulações destes sistemas foram conduzidas utilizando-se o software Matlab, Utilizou-se também o programa de simulação de transitórios eletromecânicos Anatem [50] do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, CEPEL, para realização das simulações dinâmicas comprovando a correta modelagem do sistema para o instante de impacto. A

continuidade das curvas é apresentada de modo a facilitar o entendimento.

Destaca-se que os parâmetros utilizados para simulação dinâmica foram obtidos de dados típicos de máquinas. A reatância transitória ($x'd$) utilizada é igual a 18% na base da máquina. Conforme citado no Capítulo III, a constante de inércia das máquinas (H) é igual 5s e a constante de amortecimento (D) é igual a 5 pu/pu. Os reguladores não foram considerados nas simulações porque eles não influenciam no primeiro instante de ocorrência dos distúrbios.

IV.2 Estudo de Casos para Fechamento de Anel

Inicialmente, a metodologia proposta será aplicada para o caso de fechamento de anel. Para tanto será utilizado o sistema IEEE 118 barras. As simulações serão conduzidas de forma similar ao exemplo apresentado no Capítulo III.

IV.2.1 IEEE-118

A Figura IV.1 mostra o detalhe do sistema contendo 12 barras, 6 geradores, 2 compensadores síncronos e a linha LT_{68-81} a ser fechada. A linha LT_{69-77} é considerada desconectada durante a análise de fechamento do anel para introduzir no problema um “loop” maior. O fechamento da linha LT_{68-81} envolve grande parte do sistema que não foi mostrado no detalhe da Figura IV.1. Os disjuntores que conectam a linha às barras 68 e 81 foram considerados inicialmente abertos. Os limites inferior e superior de tensão foram considerados iguais a 0,95 e 1,06, respectivamente.

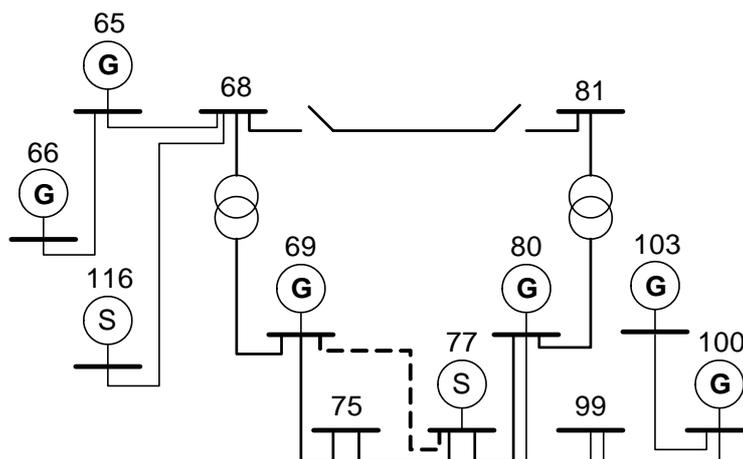


Figura IV.1 – Área crítica para estudo do fechamento de anel: IEEE-118.

Conforme dados originais, a linha de transmissão a ser fechada LT_{68-81} possui as características apresentadas na Tabela IV.2, para a base de 100 MVA.

Tabela IV.2 – Linha de Transmissão a ser fechada: IEEE-118.

Linha de Transmissão	Estado	R	X	B_{sh}
LT_{68-81}	Desligada	0,00175	0,02020	0,80800

A Tabela IV.3 mostra os dados dos geradores da área de fechamento onde a capacidade nominal (G_{n_i}) corresponde a potência elétrica máxima destes geradores apresentada no Apêndice D.

Tabela IV.3 – Dados de Geradores: IEEE-118.

Barra	$x'd$ (%)	G_{n_i} (MVA)	Barra	$x'd$ (%)	G_{n_i} (MVA)
10	18,0	500	61	18,0	180
12	18,0	100	65	18,0	440
25	18,0	260	66	18,0	440
26	18,0	440	69	18,0	620
31	18,0	72	80	18,0	600
46	18,0	72	89	18,0	620
49	18,0	260	100	18,0	260
54	18,0	72	103	18,0	260
59	18,0	180	111	18,0	100

Para esta área do sistema, as condições operativas iniciais são apresentadas na Tabela IV.4.

Tabela IV.4 – Condições operativas iniciais: IEEE-118.

Barra	Tensão		Geração	
	Magnitude (pu)	Ângulo (graus)	Ativa (MW)	Reativa (MVar)
65	0,997	20,25	183,78	44,92
66	1,042	18,91	247,71	-11,77
68	0,992	22,33	-	-
69	1,055	30,00	584,79	83,16
75	0,979	33,47	-	-
77	1,010	54,54	-	-
80	1,055	60,30	578,05	212,16
81	0,987	60,30	-	-
99	1,015	63,36	-	-
100	1,021	66,34	229,79	28,76
103	1,025	67,99	228,44	9,03
116	0,989	21,90	-	-

Destaca-se nas condições operativas iniciais do sistema uma diferença angular (SPA) de 37,97° existente entre as barras 68 e 81.

Simulações dinâmicas para o fechamento da linha nestas condições iniciais de operação confirmam uma mudança abrupta e maior que o permitido para o gerador #80,

veja Figura IV.2.

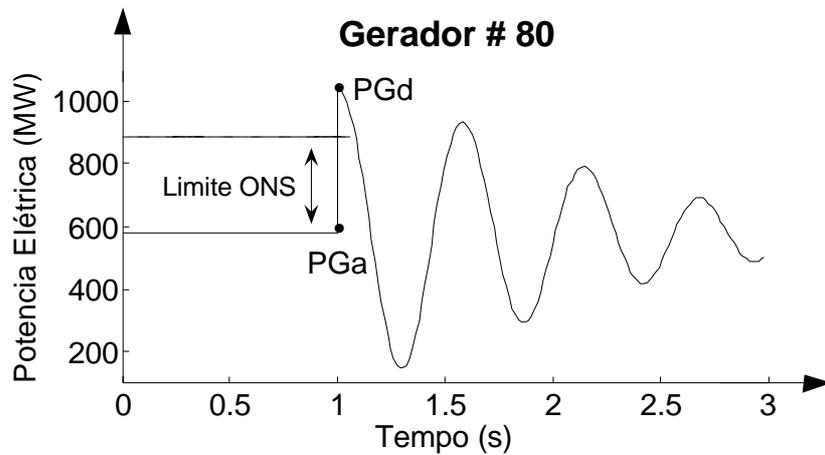


Figura IV.2 – Transitório no gerador #80 para as condições iniciais.

Para satisfazer a restrição ONS, deve-se realizar uma modificação nas condições operativas do sistema. Para tanto, a metodologia proposta é utilizada, incluindo-se na análise: 1) Determinação do lado de energização da linha e 2) Escolha de geradores para redespacho. Adicionalmente, será discutido 3) Processo iterativo de Benders e 4) Resultados obtidos.

1) Determinação do Lado de Energização da Linha

Conforme a metodologia, a primeira execução do subproblema 1 fornece os coeficientes de Lagrange correspondentes às equações de fluxo de potência reativa das barras 68 e 81. Os valores obtidos são: $\lambda qa_{68} = 0,008$ e $\lambda qa_{81} = 0,105$. Portanto, a linha deve ser energizada através da barra 68 (menor λqa) e o anel será fechado pelo disjuntor da barra 81.

2) Escolha de Geradores para Redespacho

Na primeira execução do subproblema 2 tem-se a potência elétrica gerada imediatamente após o fechamento do anel (PGd). O maior impacto é verificado no rotor do gerador #80. Como esperado isto ocorreu devido à proximidade com o local do

fechamento do anel.

Além destes resultados, a Tabela IV.5 mostra os valores de TRG provenientes do fechamento. Os sinais correspondentes ao aumento de geração e à diminuição da geração definem o lado que os geradores estão em relação ao anel a ser fechado.

Tabela IV.5 – Variação de potência elétrica

Gerador	PGa (MW)	PGd (MW)	TRG (MW)	Gerador	PGa (MW)	PGd (MW)	TRG (MW)
10	461,37	459,42	-1,95	61	99,650	79,06	-20,59
12	76,92	75,98	-0,94	65	183,78	80,68	-103,1
25	229,74	228,51	-1,23	66	247,71	196,68	-51,03
26	404,84	401,83	-3,01	69	584,79	478,96	-105,83
31	54,69	54,13	-0,56	80	578,05	1032,97	+454,92
46	48,96	45,19	-3,77	89	578,44	611,39	+32,95
49	179,88	162,35	-17,53	100	229,79	266,61	+36,82
54	48,73	43,27	-5,46	103	228,44	247,30	+18,86
59	107,86	90,84	-17,02	111	77,23	79,05	+1,82

Para este subproblema, os coeficientes de Lagrange associados às equações de fluxo de potência ativa (λ_{pd}) são mostrados na Tabela IV.6, por ordem decrescente.

Tabela IV.6 – Coeficientes de Lagrange: IEEE-118.

Gerador	λ_{pd}	Lado	Gerador	λ_{pd}	Lado
80	78,83	+	49	1,31	-
100	17,45	+	46	1,20	-
103	8,62	+	59	1,11	-
89	6,85	+	54	0,72	-
69	6,15	-	25	0,31	-
65	4,78	-	26	0,29	-
111	2,18	+	31	0,24	-
66	2,02	-	12	0,14	-
61	1,76	-	10	0,11	-

Os dados das tabelas Tabela IV.5 e da Tabela IV.6 permitem a formação da lista de

geradores para redespacho, sendo mostrado na Tabela IV.7 os seis primeiros.

Tabela IV.7 – Lista de Geradores para Redespacho: IEEE-118.

Ordem	Gerador	Lado	Ordem	Gerador	Lado
1°	80	+	4°	65	-
2°	69	-	5°	103	+
3°	100	+	6°	66	-

Realizada a escolha do número de geradores a serem redespachados, ocorrerá o processo iterativo de Benders. No próximo item, serão mostradas características de convergência para três tipos de escolhas, sendo 3.1) Seleção de 3 geradores, 3.2) Seleção de 4 geradores e 3.3) Seleção automática de geradores;

3) Processo Iterativo de Benders

Nas iterações subseqüentes, as restrições de Benders são incluídas no problema bem como a restrição de limite de tensão no pólo do disjuntor. Conforme ficou definido, a linha foi energizada pela barra 68 ficando a tensão nos pólos do disjuntor limitada pela inclusão da restrição (III.29) ao subproblema 1.

3.1) Seleção de 3 geradores

Permitindo-se redespacho aos 3 primeiros geradores da lista, #80, #69 e #100, haverá necessidade de corte de carga conforme mostra a Figura IV.3. Esta figura também mostra o comportamento de desvio de geração e potencia ativa injetada durante a convergência do processo.

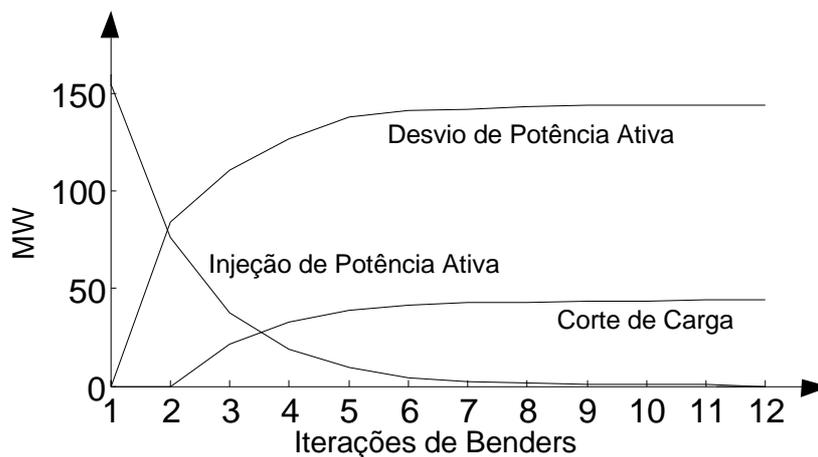


Figura IV.3 – Processo iterativo de Benders com redespacho de 3 geradores.

Pode-se observar que no início do processo iterativo a potência ativa fictícia assume grande valor a fim de obter a convergência do subproblema-2. À medida que o processo iterativo evolui, o redespacho aumenta para proporcionar o decréscimo da potência fictícia injetada até o valor final zero. O redespacho em somente 3 geradores não foi suficiente, sendo também necessário o corte de carga.

3.2) Seleção de 4 geradores

Quando o redespacho é permitido aos 4 primeiros geradores da lista, #80, #69, #100 e #65, não há necessidade de corte de carga como mostra a Figura IV.4.

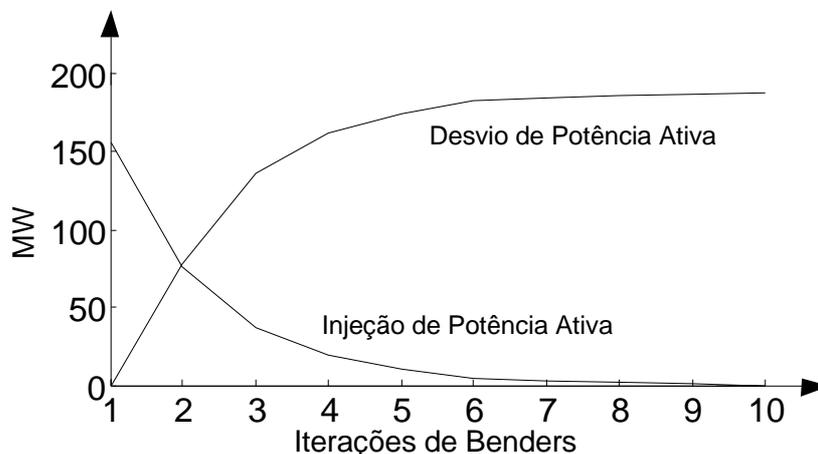


Figura IV.4 – Processo iterativo de Benders com redespacho de 4 geradores.

Nota-se que o desvio de potência ativa aumentou, possibilitando a convergência sem necessidade de corte de carga no sistema. O redespacho no gerador #65 proporcionou este resultado.

3.3) Seleção automática de geradores

Conforme apresentado, o algoritmo proposto seleciona automaticamente os geradores para redespacho a fim de se evitar o corte de carga no sistema. Para tanto, deve-se definir um máximo valor de corte de carga, próximo de zero, como tolerância para incremento do próximo gerador a ser redespachado.

Para uma melhor análise do funcionamento do algoritmo utilizou-se um valor máximo de corte de carga correspondente a 10% da carga de qualquer barra no sistema ($\alpha_i \leq 0,1$). Definiu-se também o número inicial de 2 geradores para redespacho, ou seja o

gerador #80 e o gerador #69. Obteve-se, dessa forma, a característica de convergência mostrada na Figura IV.5 sendo destacado o comportamento do corte de carga de cada iteração.

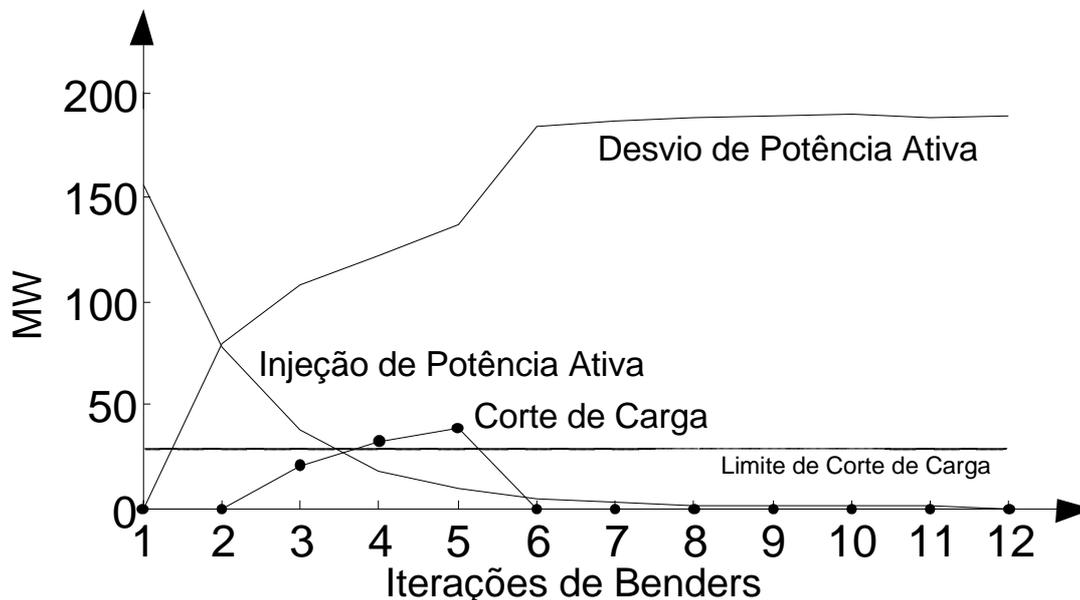


Figura IV.5 – Processo Iterativo de Benders.

Como esperado, na primeira iteração não há desvio de potência ativa e o gerador #80 excede em aproximadamente 150 MW o seu limite de impacto de potência. Na segunda iteração, o redespacho ainda não é suficiente para eliminar este impacto. Na terceira iteração, o desvio de potência ativa é acompanhado por um corte de carga de 20,86 MW na barra 59, o que equivale a 7,53% da carga desta barra. O limite de corte da barra 59 é mostrado na figura sendo este excedido na quarta iteração, pois atinge 11,6% da carga da barra 59. A lista de geradores para redespacho deve, portanto, ser incrementada, permitindo-se o redespacho ao gerador #100. Ainda assim, a restrição de Benders da iteração 5 impõe um corte de carga ainda maior, ou seja, 13,9% (38,49MW) fazendo com que na próxima iteração o redespacho seja permitido ao gerador seguinte da lista, #65. Da sexta iteração em diante não há corte de carga, bastando um aumento no desvio de potência ativa dos geradores selecionados para evitar o impacto dinâmico no eixo do gerador #80.

Um fato interessante pode ser observado neste caso, quando se permite redespacho ao gerador #65 anteriormente ao gerador #100. Nesta situação, não será necessário o corte de carga. Para compreensão deste fato, é apresentada a Tabela IV.8, que mostra a potência ativa obtida na solução do subproblema 1 da terceira iteração, para os geradores com redespacho.

Tabela IV.8 – Potência Ativa na Iteração 3

Gerador	PGa (MW)
80	505,18
69	619,87

Nota-se que o gerador 69 elevou sua geração até o limite (620 MW), o que impediu a continuidade na transferência de potência. Assim, quando o redespacho foi permitido ao gerador #100, o corte de carga permaneceu. Já o gerador #65, que se encontra no mesmo lado do gerador #69, quando teve permissão de redespacho eliminou a necessidade de corte de carga, pois proporcionou a continuidade da transferência de potencia necessária para redução da diferença angular entre as barras 68 e 81. Este fato introduziu um erro na análise, que em trabalhos futuros poderá ser corrigido, sem maiores dificuldades.

Esta simulação, implementada em Matlab, gastou 78 segundos para convergência, usando um computador AMD Sempron 1.6 GHz.

4) Resultados Obtidos

Após a convergência do algoritmo proposto (seleção automática), tem-se o novo ponto de operação do sistema dado na Tabela IV.9. Pode-se observar nesta tabela que o SPA entre as barras 68 e 81 foi reduzido para $24,57^{\circ}$.

Tabela IV.9 – Condições Ótimas – Redespacho.

Barra	Tensão		Geração		
	Magnitude (pu)	Ângulo (graus)	PGa (MW)	PGd (MW)	TRG (MW)
65	0,990	21,07	230,36	160,54	-69,82
66	1,033	19,67	247,71	214,20	-33,51
68	0,978	22,88	-	-	-
69	1,049	30,00	619,61	549,91	-69,70
75	1,001	29,22	-	-	-
77	1,018	42,75	-	-	-
80	1,050	47,45	524,01	823,95	299,94
81	0,982	47,45	-	-	-
99	1,049	48,57	-	-	-
100	1,049	50,89	176,24	205,03	28,79
103	1,039	52,70	228,44	241,41	12,97
116	0,969	22,46	-	-	-

A tensão nos pólos do disjuntor encontrada é muito pequena, ficando em torno de 0,4 %. Se esta linha é energizada através da barra-81, a tensão nos pólos do disjuntor é igual a 4,02%. De fato, isto representa uma pequena diferença, o que porém, está de acordo com os índices de sensibilidade (muito baixos) encontrados nas barras 68 e 81. Isto ocorre devido ao grande número de possibilidades de controle de tensão no sistema IEEE-118, próximo a estas barras (geradores e compensadores síncronos). Além disso, o elemento *shunt* da linha energizada é considerado baixo quando comparado aos de linhas longas em Extra Alta Tensão de outros sistemas.

Para verificar-se o efeito capacitivo determinado pelo elemento shunt desta linha, variou-se este parâmetro para mais quatro valores (típicos de linhas longas em EAT) além do valor original, que são mostrados na Tabela IV.10.

Tabela IV.10 – Tensão nos pólos do disjuntor (pu).

B_{sh}	Energização pela barra 68				Energização pela barra 81			
	V_{68}	V_{81}	V_p	Tensão nos pólos	V_{68}	V_{81}	V_p	Tensão nos pólos
0,808	0,978	0,982	0,986	0,004	0,976	1,008	1,016	0,04
1,00	0,978	0,982	0,988	0,006	0,976	1,015	1,025	0,049
1,20	0,979	0,982	0,991	0,009	0,976	1,022	1,034	0,058
1,40	0,979	0,982	0,994	0,012	0,977	1,029	1,043	0,066
1,60	0,980	0,982	0,996	0,014	0,975	1,036	1,053	0,078

A tensão nos pólos aumenta de acordo com o elemento *shunt* da linha, sendo o maior aumento verificado quando a linha é energizada pelo lado da barra-81, como já era esperado, devido a sua maior sensibilidade em relação a potência reativa. Para $B_{sh} = 1,6$ pu, esta atinge o valor de 7,8%, próximo ao limite estabelecido de 10%.

A Tabela IV.10, para fechamento no lado 81 dá origem ao gráfico da Figura IV.6, onde visualiza-se claramente este aumento de tensão.

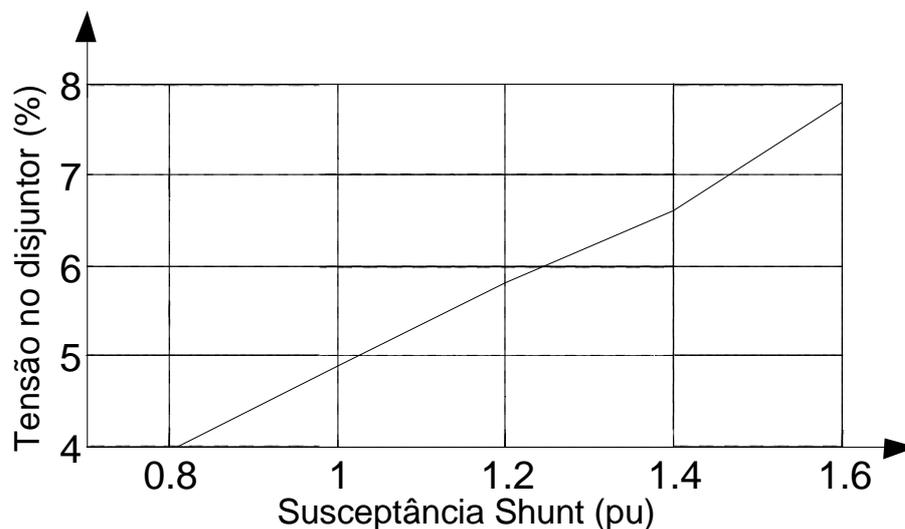


Figura IV.6 – Transitório no gerador #80 para a condição otimizada

Finalmente, a Figura IV.7 mostra o comportamento dinâmico do gerador #80

indicando que o impacto no rotor do gerador foi reduzido até o limite.

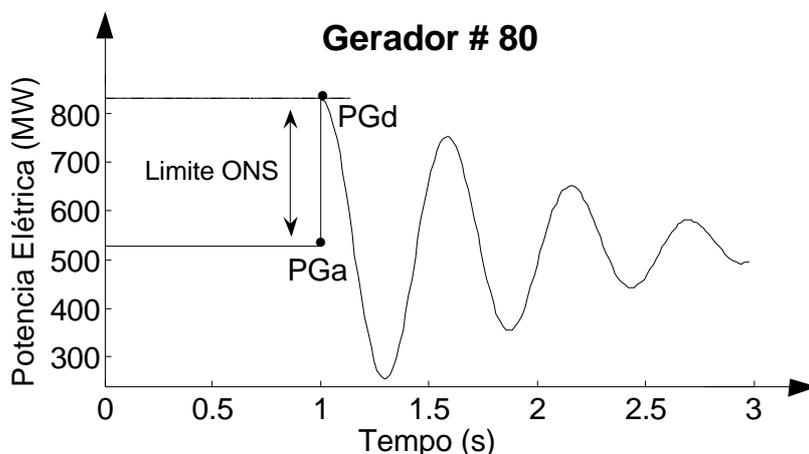


Figura IV.7 – Transitório no gerador #80 para a condição otimizada

IV.3 Estudo de Casos para Planejamento

Seguindo, a metodologia proposta será aplicada para o caso de planejamento de suporte de potência reativa. Para tanto serão utilizados os sistemas IEEE-14M e IEEE-118M. Para as simulações realizadas, considerou-se todas as barras destes sistemas como candidatas à alocação de potência reativa. Os limites operacionais de tensão em todas as barras são 0,95 e 1,05 pu. Estes sistemas foram considerados operando com carga pesada. Para determinar o investimento necessário em suporte de potência reativa sob condições extremas de carregamento, foi considerado um percentual de 145% do carregamento nominal destes sistemas.

A metodologia proposta é testada através dos resultados obtidos nas duas condições de simulação a seguir:

Condição-1: A simulação é realizada de maneira tradicional, ou seja, sem considerar as restrições de impacto nos eixos dos geradores;

Condição-2: A simulação é realizada conforme metodologia proposta, ou seja, incluindo-se as restrições de impacto.

Tabela IV.12 - Lista de Contingências: IEEE-14M.

No	Retirada	Local
1	Linha	2-3
2	Linha	6-13

A- Resultados *condição-1*:

Considerando-se a *condição-1* de simulação, foi necessária alocação de potência reativa Q_{Aa} no sistema para a operação viável do mesmo em regime de contingência, conforme a lista da Tabela IV.12. Neste caso, uma alocação de 2,33 MVar na barra 13 foi necessária para viabilizar a operação para as contingências da lista.

Este investimento em suporte de potência reativa torna viável a operação do sistema em regime de contingência. Entretanto, no instante da ocorrência da contingência 1, ocorre violação do limite de impacto de geração na barra 3. A Tabela IV.13 apresenta a variação instantânea da potência elétrica nos geradores, no instante de ocorrência da contingência 1.

Tabela IV.13 - Variação da potência elétrica na contingência 1:IEEE-14M.

Barra	<i>Condição-1</i>		
	PGa (MW)	PGd (MW)	TRG (MW)
1	87,41	75,60	-11,81
2	221,64	191,08	-30,56
3	36,78	65,64	28,86
6	2,29	4,50	2,21
8	38,99	41,00	2,01

Verifica-se que na *condição-1*, o impacto no gerador da barra 3 (TRG) é de 28,86 MW, calculado pela diferença entre o valor obtido antes da contingência ($PGa_3 = 36,78 MW$) e o valor obtido no instante da contingência 1 ($PGd_3 = 65,64 MW$). Como o torque máximo atribuído a este gerador é de 20MW, ocorreu um excesso de impacto de 8,86MW.

O gráfico na Figura IV.9 refere-se a simulação do ANATEN, para potência elétrica do gerador #3.

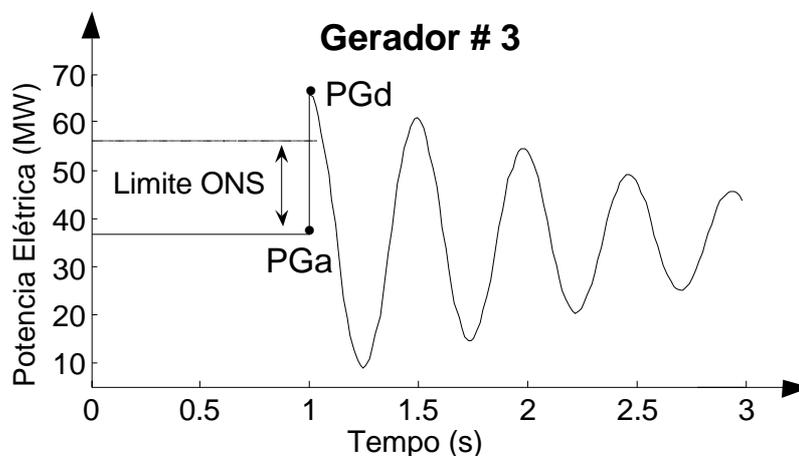


Figura IV.9 – Transitório do gerador #3 para a contingência 1 considerando ajustes da metodologia tradicional.

Já no instante de ocorrência da contingência 2, não houve violação de limite de impacto de geração no sistema.

B- Resultados *condição-2*

Considerando-se a *condição-2* de simulação, incluindo-se o subproblema de impacto na análise, ou seja, incluindo as restrições de impacto conforme metodologia proposta, o torque no gerador da barra 3 passa a ser mantido nos limites recomendados pelo ONS para a lista de contingências. No entanto, verificou-se que a inclusão das restrições dinâmicas no planejamento do sistema alterou significativamente o valor da alocação de potência reativa necessária para a operação viável do mesmo em regime permanente. Isto pode ser observado na *condição-2* da Tabela IV.14. Porém, observou-se que a localização da barra para investimento não foi alterada. Devido ao acréscimo de restrições ao problema na *condição-2*, houve um aumento do suporte de potência reativa nesta condição.

Tabela IV.14 - Alocação de Potência Reativa: IEEE-14M.

	<i>Condição-1</i>	<i>Condição-2</i>
Barra	\underline{QAa} (MVar)	\underline{QAa} (MVar)
13	2,33	4,16

A Tabela IV.15 permite verificar que o impacto de geração na barra 3 obtido na *condição-2* é igual a 19,87 MW, ou seja, está dentro do limite recomendado de 20 MW. Observa-se ainda que o despacho de geração dos outros geradores do sistema também foi alterado pela aplicação da metodologia proposta, sendo que a geração total permanece praticamente a mesma, tendo em vista que não ocorreu corte de carga.

Tabela IV.15 - Variação da potência elétrica na contingência 1:IEEE-14M.

Barra	<i>Condição-2</i>		
	PGa (MW)	PGd (MW)	TRG (MW)
1	59,17	47,24	-11,93
2	236,40	208,34	-28,06
3	39,32	59,19	19,87
6	12,52	14,22	1,70
8	39,16	40,64	1,48

A simulação dinâmica confirma o atendimento do limite ONS no gerador #3, conforme Figura IV.10:

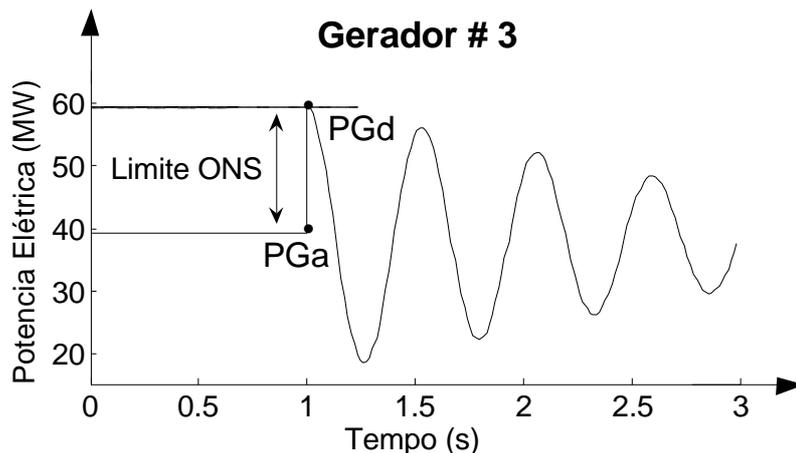


Figura IV.10 – Transitório do gerador #3 para a contingência 1 considerando ajustes da metodologia proposta.

Além do investimento necessário em suporte de potência reativa, a inclusão das restrições dinâmicas também alterou o ajuste dos controles do sistema. A Tabela IV.16 apresenta o ajuste das tensões das barras de geração nas duas condições de simulação. Ressalta-se que a tensão da barra 3, cujo impacto de geração excedeu os limites, sofreu a maior alteração.

Tabela IV.16 - Ajuste das tensões dos geradores: IEEE-14M.

	<i>Condição-1</i>	<i>Condição-2</i>
Barra	Tensão (pu)	Tensão (pu)
1	1,048	1,049
2	1,049	1,045
3	1,008	0,969
6	1,050	1,050
8	1,049	1,049

Além disto, com a inclusão das restrições dinâmicas, o fluxo de potência ativa no circuito sob análise na contingência 1 (circuito 2-3) foi reduzido, como mostra a Tabela IV.17. Esta redução contribuiu para a eliminação da violação de impacto no gerador da barra 3.

Tabela IV.17 - Fluxo de potência ativa na contingência 1: IEEE-14M.

	Condição-1	Condição-2
Circuito	Fluxo (MW)	Fluxo (MW)
2-3	85,28	81,28

Tendo em vista a necessidade de redespacho de potência ativa e reativa, torna-se importante a representação das curvas de capacidade na análise. No entanto, esta questão não foi tratada neste trabalho.

IV.3.2 IEEE-118M

As simulações realizadas utilizando-se este sistema foram conduzidas seguindo o mesmo enfoque abordado para o sistema IEEE-14M. A lista de contingências testada neste sistema é apresentada na Tabela IV.18

Tabela IV.18 - Lista de Contingências: IEEE-118M.

No	Retirada	Local
1	Linha	8-5
2	Linha	64-65
3	Linha	53-54

A Tabela IV.19 apresenta os resultados de alocação de potência reativa nas duas condições de simulação propostas. Observa-se que a inclusão das restrições dinâmicas no problema de planejamento elevou o valor da alocação de potência reativa em cerca de 50%. No entanto, não alterou a barra de investimento.

Tabela IV.19 - Alocação de Potência Reativa: IEEE-118M.

	Condição-1	Condição-2
Barra	QAa (MVar)	QAa (MVar)
53	8,17	12,12

A Tabela IV.20 apresenta as maiores variações instantânea da potência elétrica gerada nas duas condições de simulação propostas. As contingências 1 e 2 causaram

impactos excessivos nos eixos dos geradores. As maiores violações ocorreram no gerador #4 e no gerador #61.

A Figura IV.11 mostra o transitório de potência elétrica do gerador #4 para ocorrência da contingência 1:

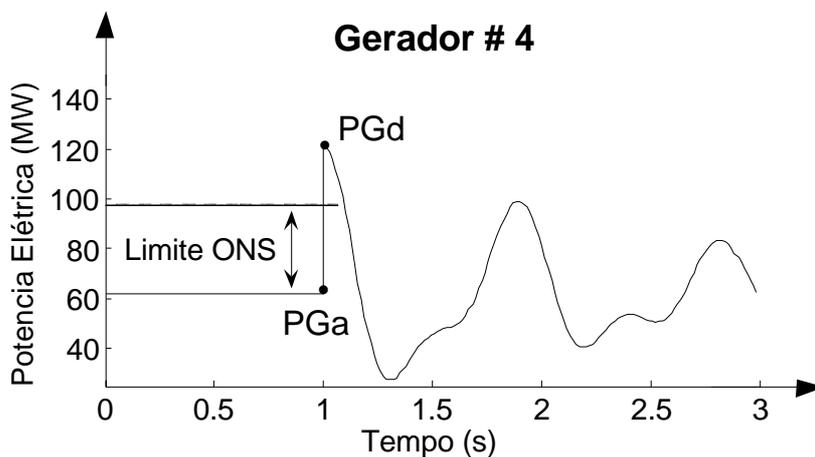


Figura IV.11 – Transitório do gerador #4 para a contingência 1 considerando ajustes da metodologia tradicional.

A Figura IV.12 mostra o transitório de potência elétrica do gerador #61 para ocorrência da contingência 2:

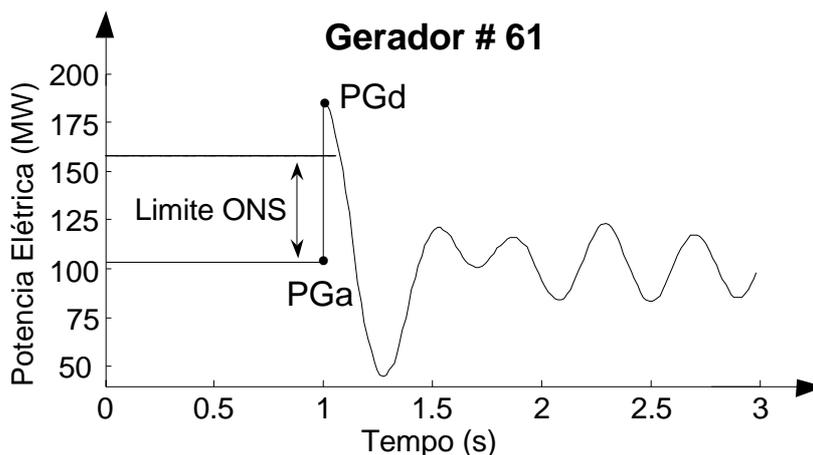


Figura IV.12 – Transitório do gerador #61 para a contingência 2 considerando ajustes da metodologia tradicional.

Já na **condição-2**, as restrições de impacto nos geradores foram atendidas. Para eliminar as violações de impacto ocorridas nas contingências 1 e 2, houve um redespacho de geração, como pode ser observado na tabela abaixo.

Tabela IV.20 - Variação da potência elétrica na contingência 1:IEEE-118M.

Barra	<i>Condição-1</i>			<i>Condição-2</i>		
	PGa (MW)	PGd (MW)	TRG (MW)	PGa (MW)	PGd (MW)	TRG (MW)
4	62,42	121,96	59,54	67,04	101,74	34,70
6	98,12	160,16	62,04	102,84	149,52	46,68
8	187,95	69,37	-118,58	150,91	48,25	-102,66
12	63,07	106,31	43,24	67,08	100,53	33,45
59	68,92	125,81	56,89	70,97	106,80	35,83
61	103,18	185,19	82,01	106,80	159,36	52,56

O atendimento as novas restrições podem ser visualizados nas simulações dinâmicas:

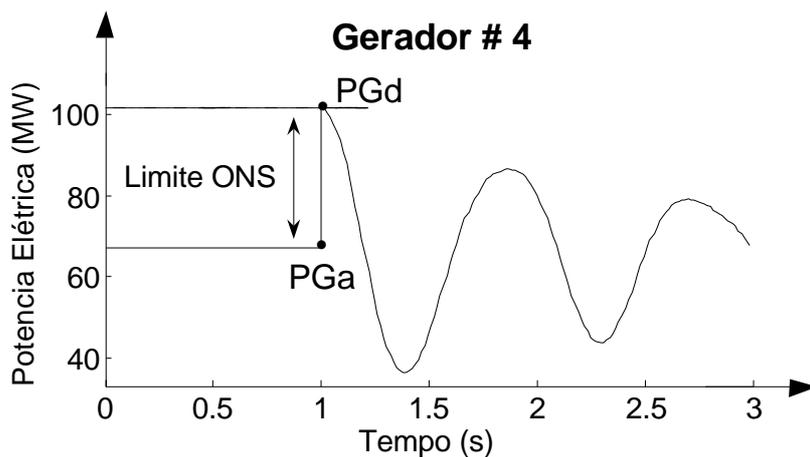


Figura IV.13 – Transitório do gerador #4 para a contingência 1 considerando ajustes da metodologia proposta.

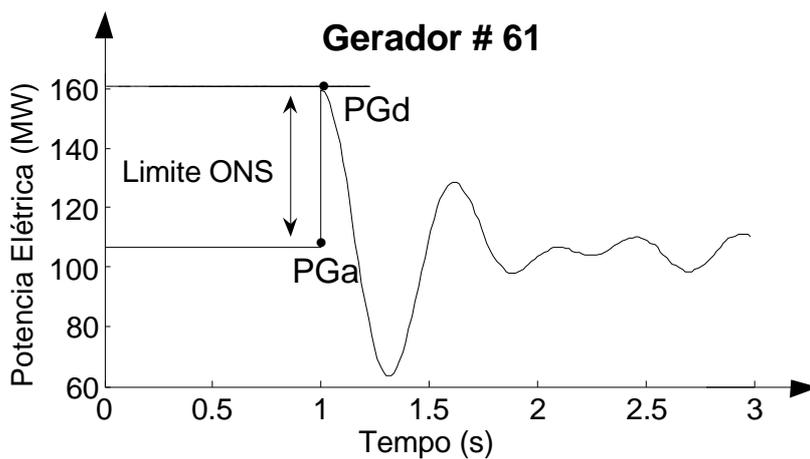


Figura IV.14 – Transitório do gerador #61 para a contingência 2 considerando ajustes da metodologia tradicional.

Além da modificação no investimento em suporte de potência reativa, a inclusão das restrições dinâmicas também alterou o ajuste dos controles do sistema. A Tabela IV.21 apresenta o ajuste das tensões das barras de geração nas duas condições de simulação.

Tabela IV.21 - Ajuste das tensões dos geradores: IEEE-118M.

	<i>Condição-1</i>	<i>Condição-2</i>
Barra	Tensão (pu)	Tensão (pu)
4	1,015	1,002
6	1,008	1,002
8	1,016	1,027
12	0,999	0,995
59	1,044	0,990
61	1,047	1,002

Além disto, com a inclusão das restrições dinâmicas, o fluxo de potência ativa nos circuitos em contingência nos casos 1 e 2, circuitos 8-5 e 64-65 respectivamente, foram reduzidos, como mostra a Tabela IV.22. Estas reduções contribuiram para a eliminação das violações de impacto ocorridas em função destas contingências. Verificou-se, portanto, que a aplicação da metodologia proposta limitou os fluxos nos circuitos nos níveis adequados para evitar violações de impacto nos geradores, sem a necessidade de utilização de restrições de fluxo nos circuitos. Este aspecto mostra que o redespacho ocorre para modificar os fluxos nos circuitos que sofrem contingência. Em consequência, os investimentos são alterados para acomodar esta nova situação.

Tabela IV.22 - Fluxo de potência ativa na contingência 1: IEEE-118M.

	<i>Condição-1</i>	<i>Condição-2</i>
Circuito	Fluxo (MW)	Fluxo (MW)
8-5	336,71	289,63
64-65	366,80	335,48

Um aspecto interessante a ser mencionado é relativo ao tempo de simulação, que foi de 166 segundos para ***condição-1*** e 550 segundos para a ***condição-2***. Estes tempos podem ser melhorados incorporando-se técnicas de esparsidade e linguagens de programação mais eficientes.

IV.4 Conclusões

Neste capítulo foram apresentados os resultados das simulações realizadas em sistemas elétricos de potência utilizando-se as metodologias propostas. O objetivo foi mostrar a possibilidade real de aplicação, tanto para fechamento de anel quanto em planejamento no suporte de potencia reativa.

Para o fechamento de anel, a partir da observação dos resultados, constatou-se que os métodos para escolha do lado de fechamento e seleção de geradores são eficazes e estão de acordo com a teoria apresentada. Embora o sistema IEEE-118 não tenha se mostrado ideal para aplicação da metodologia de escolha do lado, pôde-se verificar com o aumento do elemento capacitivo da linha, a escolha correta através dos índices de sensibilidade propostos. Já a seleção de geradores, proporcionou um fechamento seguro do anel, com o ajuste de apenas quatro máquinas do sistema. O corte de carga também foi eliminado, bastando o desvio de geração para tornar a operação segura.

A aplicação da metodologia no suporte de potencia reativa evidenciou a necessidade de um maior investimento nos sistemas testados se comparado com a metodologia tradicional. Este aumento é esperado, e se deve a consideração das restrições dinâmicas nos geradores. O uso da metodologia uma diminuição dos fluxos de potência em alguns circuitos, resultando na redução do impacto nos geradores no instante de retirada destes circuitos. A metodologia proposta permitiu a operação viável do sistema em regime permanente, atendendo restrições dinâmicas no instante de contingência.

Capítulo V

Conclusões

V.1 Conclusões

Este trabalho apresentou uma metodologia para fechamento de anel onde a escolha do melhor lado de fechamento e a seleção de um número reduzido de geradores para redespacho é realizada de forma automática, através de índices de sensibilidade. A escolha do melhor lado teve como resultado baixas diferenças de tensão nos pólos do disjuntor possibilitando um fechamento seguro. A seleção de geradores mostrou-se eficaz na redução do número de ajustes, sendo estes anteriormente realizados em todas as máquinas do sistema, o que demandaria um tempo excessivo.

A segunda contribuição deste trabalho está voltada para o planejamento de potencia reativa do sistema. Restrições dinâmicas foram incorporadas a este problema, possibilitando a obtenção um planejamento mais seguro, que leva em consideração os impactos dinâmicos nas máquinas síncronas. Dessa forma, as contingências foram analisadas sob os aspectos estático e dinâmico, sendo o resultado do planejamento influenciado pela nova restrição. A metodologia mostrou-se, portanto, ser uma valiosa ferramenta para o planejamento da operação dos SEP.

Estas metodologias foram desenvolvidas baseadas no fluxo de potência ótimo, formuladas pelo algoritmo primal-dual de pontos interiores e decomposição matemática de Benders. Destaca-se na metodologia de planejamento, a decomposição deste problema em três subproblemas, permitindo uma implementação mais organizada e criteriosa, o que seria praticamente impossível de se realizar em um único problema FPO, dado o grande número

de variáveis e restrições.

Finalizando, acredita-se que a metodologia de fechamento de anel poderá vir a se tornar importante ferramenta na operação em tempo real, identificando de forma clara, o melhor lado de fechamento, os geradores a serem ajustados e o mínimo redespacho necessário, impedindo cortes de carga desnecessários e agilizando o processo de recomposição. No planejamento de potência reativa, espera-se que a metodologia desenvolvida seja incorporada a metodologia tradicional, evitando-se sucessivas simulações dinâmicas.

V.2 Propostas de Desenvolvimentos Futuros

Apresenta-se a seguir algumas sugestões para serem desenvolvidas em trabalhos futuros visando dar continuidade a esta tese.

Para o fechamento de anel:

- Aprimoramento da técnica de seleção de geradores, levando em consideração a possibilidade da transferência de potência ser interrompida pelo limite de geração. Como foi visto, este fato pode levar a uma seleção sub-ótima de geradores para redespacho;

Para o planejamento de suporte de potência reativa:

- Inclusão da curva de capacidade ao problema, a fim de obter resultados mais realistas. Este fato pode afetar consideravelmente os resultados, já que o limite de potência reativa ficará dependente do limite de potência ativa, segundo esta curva.
- Utilização do método proposto para estudos de outras contingências do sistema, como por exemplo, a perda de geração. Durante o desenvolvimento deste trabalho, verificou-se impactos dinâmicos neste tipo de contingência;

- Implementação em programa de FPO comercial ou em linguagem de programação de alto desempenho, para verificação do comportamento da metodologia em sistemas de grande porte.

Apêndice A

Metodologia Primal-Dual de Pontos Interiores

A.1 Introdução

Este apêndice descreve os aspectos computacionais da metodologia primal-dual de pontos interiores [52][53][37] na resolução de problemas de fluxo de potência ótimo (FPO). A motivação desta aplicação deve-se ao bom desempenho mostrado pelos métodos de pontos interiores em programação linear de grande porte, assim como em programação quadrática e convexa. O algoritmo implementado resolve o sistema de equações resultante da formulação primal-dual pelo método de Newton-Raphson com critérios específicos de convergência e ajuste do parâmetro barreira.

A.2 Método de Pontos Interiores

Na década de 80, Karmarkar [4] publicou um algoritmo de “Métodos Projetados” para a resolução de problemas de programação linear. O algoritmo desenvolvido por Karmarkar é significativamente diferente do tradicional método SIMPLEX de George Dantzig. Enquanto o SIMPLEX resolve um problema de programação linear começando em um ponto extremo ao longo da região de solução e salta para um outro ponto extremo melhor e pára, finalmente, em um ponto extremo ótimo, o método de Karmarkar raramente visita pontos extremos antes que um ponto ótimo seja alcançado. Assim, o algoritmo de Karmarkar encontra soluções viáveis no interior da região de solução,

evitando desta forma a complexidade exponencial derivada dos vértices de solução [54]. Devido ao procedimento de busca da solução proposto por Karmarkar, este método foi chamado de “Método de Pontos Interiores” (MPI).

A Figura A.1 mostra como os dois métodos aproximam-se da solução ótima (x_{ot}). Neste exemplo, o algoritmo de MPI requer aproximadamente a mesmo número de iterações que o método SIMPLEX.

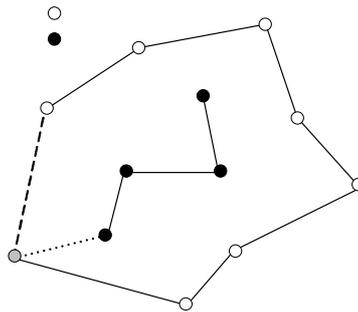


Figura A.1 - Simplex X MPI.

Existe hoje uma experiência acumulada que permite dizer que o método de pontos interiores é competitivo ao SIMPLEX em uma grande quantidade de problemas práticos de programação linear, principalmente em relação a problemas de grande porte. Desta forma, a abordagem do MPI tem atraído a atenção de inúmeros pesquisadores de diversas áreas.

A.3 Formulação do Problema de FPO

Um problema de FPO pode ser formulado como genericamente como:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min } f(x) \\
 & \text{s.a} \\
 & h(x) = 0 \quad (\lambda) \\
 & l \leq x \leq u \quad (\pi)
 \end{aligned} \tag{A.1}$$

Onde:

$f(x)$ Função objetivo;

$h(x)$ Restrições referentes às equações de balanço de potência e as restrições funcionais;

l, u Limites inferiores e superiores sobre as variáveis de controle, variáveis de estado e folgas associadas às restrições de canalização.

Com a inclusão de variáveis de folga nas restrições de canalização, o sistema (A.1) resulta no equivalente a:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min } f(x) \\
 & \text{s.a} \\
 & h(x) = 0 \quad (\lambda) \\
 & x - sl = l \quad (\pi_l) \\
 & x + su = u \quad (\pi_u) \\
 & sl, su \geq 0
 \end{aligned} \tag{A.2}$$

Podem ser observados que as restrições de desigualdade que aparecem são do tipo (“ ≥ 0 ”), ou seja, as restrições de desigualdade originais foram transformadas em variáveis não negativas, sendo tratadas através de penalização interna. Desta forma, este tipo de restrição pode ser incluída ao problema através de uma função penalidade conhecida como barreira logarítmica ($-\sum \ln(s)$). Com a inclusão da função barreira logarítmica, o

problema original é transformado em uma seqüência de problemas parametrizados pelo parâmetro barreira (μ). Assim, o problema primal (A.2) é escrito como:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min } f(x) - \mu \sum_{i=1}^n \ln(sl_i) - \mu \sum_{i=1}^n \ln(su_i) \\
 & \text{s.a} \\
 & h(x) = 0 \quad (\lambda) \\
 & x - sl = l \quad (\pi_l) \\
 & x + su = u \quad (\pi_u)
 \end{aligned} \tag{ A.3 }$$

Onde:

N Número de variáveis que possuem restrições de canalização.

Observe que para cada valor do parâmetro barreira, tem-se um novo problema de otimização. Resolver (A.3) é equivalente a achar um ponto no interior da região de solução. O conjunto de pontos obtidos para cada valor de μ define a trajetória de convergência no interior da região viável em relação às restrições de canalização.

A condição de otimalidade do problema original (A.2) será alcançada quando $\mu = 0$. Por este motivo, durante o processo iterativo, deve ser imposto um decréscimo do parâmetro barreira ($\mu_{k+1} < \mu_k$) de tal forma que:

$$\mu_k \rightarrow 0 \text{ quando } k \rightarrow +\infty$$

Assim, quando $\mu = 0$, a função objetivo do problema (A.3) torna-se a função objetivo do problema que se deseja resolver, ou seja, torna-se o problema (A.1). Os processos adotados para o decréscimo do parâmetro barreira dão origem a varias metodologias de pontos interiores. Nesta dissertação, será abordada a metodologia primal-dual de pontos interiores.

Com o objetivo de transformar um determinado problema de otimização sujeito a apenas restrições de igualdade (A.3) em um problema de otimização sem restrições, utiliza-se a função lagrangeana. Esta função é originada através de uma combinação linear entre as restrições do problema (A.3), onde os coeficientes desta combinação são os multiplicadores de Lagrange $(\lambda, \pi_l \text{ e } \pi_u)$. Assim, a função lagrangeana referente ao problema (A.3) pode ser escrita como:

$$L = f(x) - \mu \sum_{i=1}^n \ln(sl_i) - \mu \sum_{i=1}^n \ln(su_i) - \lambda^T \cdot h(x) - \pi_l^T \cdot (x - sl - l) - \pi_u^T \cdot (x + su - u) \quad (\text{A.4})$$

A.4 Resolução do Problema

Para atingir a otimalidade do problema (A.4) deve-se derivar a equação lagrangeana em relação as suas variáveis (primais e duais) e igualar a zero. Fazendo isto tem-se:

$$(\nabla L_x) \quad \nabla f(x) - \lambda^T \nabla h(x) - \pi_1^T - \pi_2^T = 0 \quad (\text{A.5})$$

$$(\nabla L_\lambda) \quad h(x) = 0 \quad (\text{A.6})$$

$$(\nabla L_{\pi_l}) \quad x - sl - l = 0 \quad (\text{A.7})$$

$$(\nabla L_{\pi_u}) \quad x + su - u = 0 \quad (\text{A.8})$$

$$(\nabla L_{sl}) \quad \mu e = S_l \pi_l \quad (\text{A.9})$$

$$(\nabla L_{su}) \quad \mu e = -S_u \pi_u \quad (\text{A.10})$$

Onde:

S_l e S_u Matrizes diagonais cujos elementos diagonais são as componentes dos vetores s e su respectivamente e $e^T = [1, \dots, 1]$.

Estas seis equações vetoriais determinam a otimalidade do problema (A.3). Observe que os critérios do sinal de π_l e π_u são deduzidos de (A.9) e (A.10), dada a positividade de S_l, S_u, μ . Aplicando a método de Newton-Raphson ao sistema de equações (A.5) a (A.10) para a determinação de $\Delta x, \Delta s_l, \Delta s_u, \Delta \lambda, \Delta \pi_l$ e $\Delta \pi_u$ tem-se:

$$(\nabla^2 f(x) - \lambda \nabla^2 h(x)) \Delta x - \nabla h(x) \Delta \lambda - \Delta \pi_l - \Delta \pi_u = -t \quad (A.11)$$

$$\nabla^T h(x) \Delta x = -h(x) \quad (A.12)$$

$$\Delta x - \Delta s_l = -(x - s_l - l) \quad (A.13)$$

$$\Delta x + \Delta s_u = -(x + su - u) \quad (A.14)$$

$$-\Pi_l \Delta s_l - S_l \Delta \pi_l = -(\mu e - S_l \pi_l) \quad (A.15)$$

$$\Pi_u \Delta s_u - S_u \Delta \pi_u = -(\mu e + S_u \pi_u) \quad (A.16)$$

Onde:

Π_l e Π_u Matrizes diagonais cujos elementos diagonais são as componentes dos vetores π_l e π_u respectivamente e, $t = \nabla f(x) - \lambda^T \nabla h(x) - \pi_l - \pi_u$.

Considerando em (A.13) e (A.14) que os pontos são viáveis, isto é, que as

variáveis estejam dentro da região de solução, tem-se que:

$$\Delta s_l - \Delta x = 0 \quad (\text{A.17})$$

$$\Delta s_u + \Delta x = 0 \quad (\text{A.18})$$

Substituindo as equações acima em (A.15) e (A.16), obtém-se:

$$\Delta \pi_l = +S_l^{-1}(\mu e - S_l \pi_l - \Pi_l \Delta x) \quad (\text{A.19})$$

$$\Delta \pi_u = -S_u^{-1}(\mu e - S_u \pi_u - \Pi_u \Delta x) \quad (\text{A.20})$$

Substituindo as equações (A.9) e (A.10) nas equações (A.19) e (A.20) respectivamente, tem-se:

$$\Delta \pi_l = +S_l^{-1}(-\Pi_l \Delta x) \quad (\text{A.21})$$

$$\Delta \pi_u = S_u^{-1}(\Pi_u \Delta x) \quad (\text{A.22})$$

Com estas substituições, as incógnitas do problema são Δx e $\Delta \lambda$. Substituindo as expressões de $\Delta \pi_l$ e $\Delta \pi_u$ em (A.11), tem-se:

$$(\nabla^2 f(x) - \lambda^T \nabla^2 h(x)) \Delta \pi_l + S_l^{-1} \Pi_l - S_u^{-1} \Pi_u) \Delta x - \nabla h(x) \Delta \lambda = Z \quad (\text{A.23})$$

com:

$$Z = -(\nabla f(x) - \lambda^T \nabla h(x)) + \mu(S_l^{-1}e - S_u^{-1}e) \quad (\text{A.24})$$

Desta forma, o sistema a ser resolvido, dado pelas equações (A.24) e (A.12), é equivalente a:

$$\begin{bmatrix} H & -J^T \\ -J & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z \\ h(x) \end{bmatrix} \quad (\text{A.25})$$

com:

$$H = \nabla^2 f(x) - \lambda^T \nabla^2 h(x) + S_l^{-1}\Pi_l - S_u^{-1}\Pi_u \quad (\text{A.26})$$

$$J = \nabla h(x) \quad (\text{A.27})$$

Uma vez calculados Δx e $\Delta \lambda$, os vetores Δs_l e Δs_u são obtidas a partir de (A.17) e (A.18) e os vetores $\Delta \pi_l$ e $\Delta \pi_u$ são obtidos a partir de (A.21) e (A.22). Observe que H e Z representam a Hessiana e o Jacobiano da função lagrangeana associada ao problema somente com restrições de igualdade e mais um termo contendo informações correspondentes ao termo barreira sendo: $(S_l^{-1}\Pi_l - S_u^{-1}\Pi_u)$ em H e $\mu(S_l^{-1}e - S_u^{-1}e)$ em Z.

A.5 Atualização das Variáveis

Diferentemente do fluxo de potência convencional, os incrementos obtidos pela resolução do sistema (A.25) não são incrementados diretamente em sua respectivas variáveis. Assim, é calculado um passo de otimização (αp) para as variáveis primais e um

passo (α_d) para as variáveis duais, dados pelas expressões:

$$\alpha_p = \min \left[\min_{\Delta s < 0} \frac{s_l}{|\Delta s_l|}, \min_{\Delta s < 0} \frac{s_u}{|\Delta s_u|}, 1 \right] \quad (\text{A.28})$$

$$\alpha_d = \min \left[\min_{\Delta \pi < 0} \frac{\pi_l}{|\Delta \pi_l|}, \min_{\Delta \pi < 0} \frac{\pi_u}{|\Delta \pi_u|}, 1 \right] \quad (\text{A.29})$$

Estes passos têm por objetivo não deixar que nenhuma variável, primal ou dual, tenha um valor de incremento (Δ) que a faça violar suas restrições de canalização. Assim, calculados os passos de otimização, atualiza-se as variáveis primais e duais do problema, determinando o próximo ponto da trajetória, onde é utilizado um fator de redução (σ) de passo para evitar singularidades na barreira logarítmica, o valor utilizado na prática para este fator é de 0,99995.

Depois de resolvido o sistema (A.25), utiliza-se as expressões (A.17) e (A.18) para determinar os Δs e através de (A.21) e (A.22), obtém-se os $\Delta \pi$. Então, os novos valores de x, s, λ e π podem ser calculados por:

$$x^{k+1} = x^k + \sigma \alpha_p \Delta x \quad (\text{A.30})$$

$$s^{k+1} = s^k + \sigma \alpha_p \Delta s \quad (\text{A.31})$$

$$\lambda^{k+1} = \lambda^k + \sigma \alpha_d \Delta \lambda \quad (\text{A.32})$$

$$\pi^{k+1} = \pi^k + \sigma \alpha_p \Delta \pi \quad (\text{A.33})$$

A.6 Atualização do Parâmetro Barreira e do Gap

Para o processo de otimização convergir para uma resposta correta o parâmetro μ que multiplicada a função barreira logarítmica deve tender a zero no decorrer das iterações, logo ele deve ser atualizado a cada iteração segundo as equações abaixo:

$$gap = \sum sl \cdot \pi_l - \sum su \cdot \pi_u \quad (A.34)$$

$$\mu = \beta \cdot \frac{gap}{2n} \dots (0 < \beta < 1) \quad (A.35)$$

O valor do gap é um parâmetro de “distância” das variáveis em relação à solução ótima do problema. Assim, o valor da gap vai decrescendo durante o processo e é mínimo quando a solução ótima é alcançada.

O parâmetro β tem como objetivo modificar a direção de busca e com isto, reduzir o número de iteração do FPO. O valor ótimo de β depende do sistema considerado e das condições iniciais do problema. Assim, nesta dissertação optou-se pela utilização de um valor fixo $\beta = 0,1$, uma vez que este valor é muito utilizado na prática [55].

A.7 Algoritmo de Solução do MPI

O algoritmo de solução resultante dos passos descritos anteriormente pode ser resumido como:

Inicialização das variáveis primais e duais.

Montagem da função lagrangeana (A.4).

Cálculo dos termos da matriz Hessiana (A.26) e (A.27) e dos termos do vetor independente (A.6) e (A.24).

Resolução do sistema de equações (A.25).

Cálculo do passo primal (A.28) e dual (A.29).

Atualização das variáveis do problema (A.30) a (A.33).

Cálculo do GAP (A.34) e atualização do parâmetro barreira (A.35).

Teste de otimalidade:

Se $(\mu \leq 5.10^{-4}, gap \leq 5.10^{-4}, \Delta p \leq 1MW, \Delta q \leq 1MW)$ PARE

Senão VOLTE ao passo 2.

onde:

Δp Resíduo do balanço de potência ativa em cada barra do sistema.

Δq Resíduo do balanço de potência reativa em cada barra do sistema.

Se o valor do gap se torna maior que um valor máximo (1×10^8), o processo iterativo deve ser interrompido, indicando que o problema é provavelmente inviável ou mal condicionado.

Apêndice B

Decomposição Matemática de Benders

B.1 Introdução

A decomposição matemática de Benders é uma metodologia para solução de problemas de múltiplas variáveis e de dimensões elevadas. A solução clássica destes problemas, considerando todas as variáveis simultaneamente, exige um grande esforço computacional, inviabilizando, desta forma, tal procedimento. Esta decomposição consiste no particionamento das variáveis, dividindo o problema original em subproblemas de menores dimensões e estabelecendo um fluxo de informações entre eles.

A decomposição de Benders é aplicada em diversos estudos de otimização nos quais se pretende otimizar um índice de desempenho ou obter uma solução viável. Dentre os estudos em que o objetivo é obter uma solução ótima, cita-se o problema de coordenação hidrotérmica cuja finalidade é otimizar o uso dos recursos energéticos. Dentre os estudos de viabilidade destaca-se o problema de análise de contingências em sistemas elétricos de potência cuja finalidade é determinar as ações de ajustes e investimentos necessários para garantir a operação viável do sistema, quando submetido a distúrbios ou falhas. Neste apêndice é mostrada apenas a formulação da decomposição de Benders para estudos de viabilidade, que é a aplicação abordada neste trabalho.

B.2 Formulação Matemática

Dado um problema de otimização não-linear da forma:

$$\begin{aligned} & \text{Min } f_1(y_1, z_s) + f_2(y_2) && \text{(B.1)} \\ & \text{s.a. } g_1(y_1, z_s) \geq b_1 \\ & \quad \quad g_2(y_2, z_s) \geq b_2 \end{aligned}$$

Este problema pode ser particionado em dois subproblemas, como segue:

Subproblema 1:

$$\begin{aligned} & \text{Min } f_1(y_1, z_s) && \text{(B.2)} \\ & \text{s.a. } g_1(y_1, z_s) \geq b_1 \end{aligned}$$

Subproblema 2:

$$\begin{aligned} & \text{Min } f_2(y_2, z_s^*) && \text{(B.3)} \\ & \text{s.a. } g_2(y_2, z_s^*) \geq b_2 \quad (\pi_2) \end{aligned}$$

Onde:

y_1, y_2 são as variáveis que podem assumir valores distintos nos subproblemas 1 e 2;

z_s variável de controle presente no subproblema 1;

z_s^* é o valor do controle z_s calculado no subproblema 1 e mantido constante no subproblema 2;

$f_1(y_1, z_s)$ é a função objetivo do subproblema 1;

$f_2(y_2, z_s)$ é a função objetivo do subproblema 2;

π_2 é o valor do coeficiente de Lagrange associado ao subproblema 2;

$g_1(y_1, z_s)$ é a restrição do subproblema 1;

$g_2(y_2, z_s)$ é a restrição do subproblema 2.

Da execução do subproblema 2, monta-se uma restrição que deve ser adicionada ao subproblema 1. Esta restrição é denominada corte de Benders, mostrada a seguir:

$$\pi_2 \cdot Ez_s \cdot z_s \geq w_2 + \pi_2 \cdot Ez_s \cdot z_s^* \quad (\text{B.4})$$

Onde:

Ez_s Derivada parcial da restrição $g_2(y_2, z_s^*)$ em relação a z_s^* ;

w_2 Valor da função objetivo obtido do subproblema 2.

Expandindo-se a equação (B.4) para mais de um parâmetro z_s^* surgindo em uma ou mais restrições do subproblema 2, esta equação assume a forma:

$$\sum_{s \in \Omega_{z_s}} \left[\sum_{r \in \Omega_{z_r}} (\pi_{2r} \cdot Ez_{sr}) \cdot z_s \right] \geq w_2 + \sum_{s \in \Omega_{z_s}} \left[\sum_{r \in \Omega_{z_r}} (\pi_{2r} \cdot Ez_{sr}) \cdot z_s^* \right] \quad (\text{B.5})$$

Onde:

- Ω_{z_S} Conjunto de controles z_s presentes no subproblema 1;
- Ω_{z_R} Conjunto de restrições presentes no subproblema 2 que contém o parâmetro z_s^* ;
- π_{2r} Valor do coeficiente de Lagrange obtido do subproblema 2 associado com a restrição r ;
- Ez_{sr} Derivada parcial da restrição r em relação a z_s .

Sendo assim, o conjunto de equações (B.2) com o corte de Benders assume a forma:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min } f_1(y_1, z_s) && \text{(B.6)} \\
 & \text{s.a. } g_1(y_1, z_s) \geq b_1 \\
 & \sum_{s \in \Omega_{z_S}} \left[\sum_{r \in \Omega_{z_R}} (\pi_{2r} \cdot Ez_{sr}) \cdot z_s \right] \geq w_2 + \sum_{s \in \Omega_{z_S}} \left[\sum_{r \in \Omega_{z_R}} (\pi_{2r} \cdot Ez_{sr}) \cdot z_s^* \right]
 \end{aligned}$$

Apêndice C

Estrutura da matriz Hessiana

C.1 Introdução

Este apêndice mostra a estrutura da matriz hessiana para o subproblema 1 da metodologia de fechamento de anel (item III.2).

C.2 Estrutura Hessiana

Para apresentação da estrutura da matriz hessiana relacionada ao subproblema 1, considere um sistema fictício de duas barras. Suponha que a geração esta localizada na barra “i” e que existe uma linha que conecta esta barra à barra “j” (barra de carga). Diante destas considerações a matriz hessiana do subproblema 1 é apresentada abaixo:

	PG_i	QG_i	α_j	θ_i	λp_i	V_i	λq_i	θ_j	λp_j	V_j	λq_j	δ_i	πp_i	E_i''	πq_i	(C.1)
PG_i	H				J								J			
QG_i		H					J									J
α_i			H		J		J									
θ_i				H	J	H	J	H	J	H	J	H	J	H	J	J
λp_i	J			J		J		J		J		J		J		
V_i				H	J	H	J	H	J	H	J	H	J	H	J	J
λq_i		J		J		J		J		J		J		J		
θ_j				H	J	H	J	H	J	H	J					
λp_j			J	J		J		J		J						
V_j				H	J	H	J	H	J	H	J					
λq_j			J	J		J		J		J						
δ_i				H	J	H	J					H	J	H	J	
πp_i	J			J		J						J		J		
E_i''				H	J	H	J					H	J	H	J	
πq_i		J		J		J						J		J		

Onde,

H representa as derivadas de segunda ordem da função Lagrangeana em relação às variáveis primais do problema;

J representa as derivadas de segunda ordem da função Lagrangeana em relação às variáveis primais e duais do problema; corresponde aos elementos da matriz Jaconiana do problema de fluxo de carga.

A estruturas das matrizes hessianas dos outros subproblemas apresentados neste trabalho podem ser encontradas da mesma forma. Assim, dependendo das equações que compõem o problema, surgirão elementos H e J cujo valor e localização serão determinados pelas derivadas de segunda ordem da função Lagrangeana.

Apêndice D

Sistemas Utilizados

D.1 Introdução

Este apêndice apresenta os dados relativos às condições operativas iniciais do sistema IEEE-118 para o caso de fechamento de anel. Também são apresentados os dados dos sistemas modificados IEEE-14M e IEEE-118M utilizados nos casos de planejamento de potencia reativa.

D.2 Sistema IEEE-118

Tabela D.1 – Condições operativas iniciais para o fechamento do anel: IEEE-118.					
Barra	Tensão (pu)	Ângulo (graus)	Potencia Ativa (MW)	Potencia Ativa Máxima (MW)	Potencia Reativa (MVar)
1	0,978	13,45	0,00	-	6,05
2	0,990	14,02	0,00	-	-
3	0,988	14,35	0,00	-	-
4	1,023	17,97	-9,00	-	92,96
5	1,018	18,45	0,00	-	-
6	1,007	15,77	0,00	-	20,21
7	1,006	15,34	0,00	-	-
8	1,003	23,52	-28,00	-	-18,53
9	1,017	31,29	0,00	-	-

10	1,014	39,58	461,37	500	-77,23
11	1,003	15,50	0,00	-	-
12	1,005	14,99	76,92	100	67,40
13	0,988	14,13	0,00	-	-
14	1,002	14,25	0,00	-	-
15	0,995	13,84	0,00	-	11,71
16	1,001	14,83	0,00	-	-
17	1,015	16,86	0,00	-	-
18	0,996	14,42	0,00	-	21,96
19	0,991	13,63	0,00	-	9,53
20	0,982	15,42	0,00	-	-
21	0,980	17,63	0,00	-	-
22	0,989	20,88	0,00	-	-
23	1,019	26,88	0,00	-	-
24	1,026	26,64	-13,00	-	8,21
25	1,035	34,77	229,74	260	21,38
26	0,983	36,86	404,84	440	-57,99
27	1,003	21,31	-9,00	-	25,53
28	0,998	19,82	0,00	-	-
29	1,000	19,02	0,00	-	-
30	0,985	21,28	0,00	-	-
31	1,004	19,17	54,69	72	25,70
32	1,003	20,49	0,00	-	13,58
33	0,995	11,64	0,00	-	-
34	1,011	10,50	0,00	-	7,81
35	1,007	10,06	0,00	-	-
36	1,006	10,06	0,00	-	7,72
37	1,015	10,92	0,00	-	-
38	0,975	15,87	0,00	-	-
39	1,001	6,65	0,00	-	-
40	1,005	5,03	-46,00	-	62,92
41	0,997	4,28	0,00	-	-
42	1,001	4,87	-59,00	-	29,94
43	0,997	9,29	0,00	-	-
44	0,994	9,97	0,00	-	-
45	0,990	11,14	0,00	-	-
46	1,004	14,35	48,96	72	-12,57

47	1,013	15,85	0,00		-
48	1,015	14,03	0,00		0,00
49	1,018	14,56	179,88	260	21,08
50	1,006	12,01	0,00	-	-
51	0,988	8,83	0,00	-	-
52	0,983	7,74	0,00	-	-
53	0,985	6,40	0,00	-	-
54	1,002	6,94	48,73	72	103,32
55	0,996	6,64	0,00	-	8,26
56	0,998	6,86	0,00	-	3,89
57	0,998	8,64	0,00	-	-
58	0,990	7,70	0,00	-	-
59	1,007	10,10	107,86	180	74,81
60	1,010	13,73	0,00	-	-
61	1,012	14,56	99,65	180	15,09
62	1,010	14,14	0,00	-	-1,68
63	0,980	13,79	0,00	-	-
64	0,991	15,79	0,00	-	-
65	0,997	20,25	183,78	440	44,92
66	1,042	18,91	247,71	440	-11,77
67	1,021	15,93	0,00	-	-
68	0,992	22,33	0,00	-	-
69	1,055	30,00	584,79	620	83,16
70	1,019	28,61	0,00	-	22,22
71	1,030	28,05	0,00	-	-
72	1,029	26,73	-12,00	-	-1,62
73	1,045	27,75	-6,00	-	33,70
74	0,979	31,08	0,00	-	5,46
75	0,979	33,47	0,00	-	-
76	0,946	39,33	0,00	-	21,60
77	1,010	54,54	0,00	-	61,57
78	1,008	54,67	0,00	-	-
79	1,016	55,80	0,00	-	-
80	1,055	60,30	578,05	600	212,16
81	0,987	60,30	0,00	-	-
82	0,999	58,56	0,00	-	-
83	0,997	60,14	0,00	-	-

84	0,998	63,23	0,00	-	-
85	1,006	65,03	0,00	-	8,86
86	1,000	63,85	0,00	-	-
87	1,014	64,22	4,00	-	3,93
88	1,009	68,65	0,00	-	-
89	1,027	72,96	578,44	620	16,08
90	0,997	67,17	-85,00	-	28,40
91	1,002	67,32	-10,00	-	-0,78
92	1,013	68,29	0,00	-	2,78
93	1,002	65,66	0,00	-	-
94	1,001	63,80	0,00	-	-
95	0,991	61,85	0,00	-	-
96	1,003	60,43	0,00	-	-
97	1,024	60,02	0,00	-	-
98	1,034	61,34	0,00	-	-
99	1,015	63,36	-42,00	-	-19,64
100	1,021	66,34	229,79	260	28,76
101	1,005	66,33	0,00	-	-
102	1,009	67,54	0,00	-	-
103	1,025	67,99	228,44	260	9,03
104	0,999	63,70	0,00	-	6,70
105	0,998	62,91	0,00	-	6,82
106	0,994	61,98	0,00	-	-
107	0,997	59,55	-22,00	-	18,27
108	0,998	63,00	0,00	-	-
109	0,998	63,07	0,00	-	-
110	1,001	63,57	0,00	-	6,29
111	1,009	67,01	77,23	100	-10,94
112	1,000	60,72	-43,00	-	35,87
113	1,025	17,03	-6,00	-	43,97
114	0,998	20,31	0,00	-	-
115	0,998	20,33	0,00	-	-
116	0,989	21,90	-184,00	-	-47,09
117	0,990	13,50	0,00	-	-
118	0,956	35,71	0,00	-	-

D.3 Sistema IEEE-14M

Tabela D.2 – Dados de geração e carga: IEEE-14M.

Barra	Capacidade Nominal de Geração (MVA)	Capacidade de Geração (MVar)		Carga	
		Indutiva	Capacitiva	Ativa	Reativa
1	250	-50	50	0,0	0,0
2	250	-40	50	21,7	12,7
3	40	0	40	94,2	19,0
4	-	-	-	47,8	-3,9
5	-	-	-	7,6	1,6
6	40	-6,0	24,0	11,2	7,5
7	-	-	-	0,0	0,0
8	40	-6,0	24,0	0,0	0,0
9	-	-	-	29,5	16,6
10	-	-	-	9,0	5,8
11	-	-	-	3,5	1,8
12	-	-	-	6,1	1,6
13	-	-	-	13,5	5,8
14	-	-	-	14,9	5,0

D.4 Sistema IEEE-118M

Tabela D.3 – Dados de geração e carga: IEEE-118M.

Barra	Capacidade Nominal de Geração (MVA)	Capacidade de Geração (MVAr)		Barra	Capacidade Nominal de Geração (MVA)	Capacidade de Geração (MVAr)	
		Ind	Cap			Ind	Cap
1	72	-5.0	15.0	65	324	-67.0	200.0
4	72	-300.0	300.0	66	108	-67.0	200.0
6	108	-13.0	50.0	69	434	-300.0	300.0
8	217	-300.0	300.0	70	72	-10.0	32.0
10	434	-147.0	200.0	72	72	-100.0	100.0
12	72	-35.0	120.0	73	72	-100.0	100.0
15	72	-10.0	30.0	74	108	-6.0	9.0
18	72	-16.0	50.0	76	108	-8.0	23.0
19	72	-8.0	24.0	77	72	-20.0	70.0
24	108	-300.0	300.0	80	324	-165.0	280.0
25	72	-47.0	140.0	85	108	-8.0	23.0
26	108	-1000.0	1000.0	87	72	-100.0	1000.0
27	72	-300.0	300.0	89	217	-210.0	300.0
31	72	-300.0	300.0	90	217	-300.0	300.0
32	72	-14.0	42.0	91	72	-100.0	100.0
34	108	-8.0	24.0	92	108	-3.0	9.0
36	108	-8.0	24.0	99	72	-100.0	100.0
40	72	-300.0	300.0	100	72	-50.0	155.0
42	108	-300.0	300.0	103	400	-15.0	40.0
46	108	-100.0	100.0	104	217	-8.0	23.0
49	217	-85.0	210.0	105	72	-8.0	23.0
54	72	-300.0	300.0	107	108	-200.0	200.0
55	72	-8.0	23.0	110	72	-8.0	23.0
56	72	-8.0	15.0	111	108	-100.0	1000.0
59	72	-60.0	180.0	112	32	-100.0	1000.0
61	108	-100.0	300.0	113	72	-100.0	200.0
62	108	-20.0	20.0	116	32	-1000.0	1000.0

Referências Bibliográficas

- [1] J. D. Mountford, “Practical Applications of Optimal Power Flow”, Colloquium at the IEE, Savoy Place, London, May 1997.
- [2] G. L. TORRES, V. H. QUINTANA, “Optimal Power Flow via Interior Point Methods: An Educational Tool in Matlab”, IEEE Trans. Power Systems, Vol. 2, pp. 996-999, May 1996.
- [3] M. J. RIDER, C. A. CASTRO, M. F. BEDRINANA, A. V. GARCIA, “Um Método de Pontos Interiores para Otimização de Sistemas de Potência”, Encontro de Pesquisadores em Sistemas de Potência – SisPot, Unicamp, Abril 2004.
- [4] N. KARMARKAR, “New Polynomial–Time Algorithm for Linear Programming”, *Combinatorica*, Vol.4, pp.373-395.
- [5] D. F. SHANNO, M. G. BREITFELD, E. M. SIMANTIRAKI “Implementing Barrier Methods for Nonlinear Programming”, Rutgers University, New Brunswick, NJ, Technical Report, pp. 39-95, 1995.
- [6] A. EL-BAKRI, R. TAPIA, T. TSUCHIYA, Y. ZHANG, “On the formulation and theory of the Newton interior-point method for nonlinear programming”, *Journal of Optimization Theory and Applications*, Vol. 89, pp. 507-541, 1996.
- [7] V. QUINTANA, G. TORRES, J. MEDINA PALOMO, “Interior-Point Methods and their Applications to Power Systems: A Classification of Publications and Software codes”, IEEE Trans. Power Systems, Vol. 15/1, pp. 170-176, 2000.
- [8] E. J. OLIVEIRA, J. L. R. PEREIRA, I. C. S. JUNIOR, P. A. N. GARCIA, “Wheeling Cost Influence in Hydrothermal Dispatch and Series Compensation Allocation”, *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 26/2, pp. 97-102, 2004.
- [9] J. MEDINA, V. H. QUINTANA, A. J. CONEJO, “A Clipping-Off Interior-Point Technique for Medium-Term Hydro-Thermal Coordination”, IEEE Trans. Power Systems, Vol. 14/1, pp. 266-273, February 1999.
- [10] L. W. DE OLIVEIRA, “Ajuste Ótimo e Coordenado dos Parâmetros do Compensador Estático de Reativos”, Tese de Mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF, 2005.
- [11] L. W. DE OLIVEIRA, E. J. DE OLIVEIRA, J. L. R. PEREIRA, L.A. CORDEIRO, J. A. PASSOS FILHO, “Proposta de Ajuste da Tensão de Referência do Compensador Estático de Reativos”, VI Congresso Latino Americano de Geração e

Transmissão de Energia Elétrica (CLAGTEE), Mar Del Plata, Novembro 2005.

- [12] DEQIANG GAN, ROBERT J. THOMAS, RAY D. ZIMMERMAN, “Stability-Constrained Optimal Power Flow”, *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 15, N° 2, May 2000.
- [13] YUE YUAN, JUNJI KUBOKAWA, HIROSHI SASAKI, “A Solution of Optimal Power Flow with Multicontingency Transient Stability Constraints”, *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 18, N° 3, August 2003.
- [14] E. J. OLIVEIRA, J. L. R. PEREIRA, L. M. RIANI, A. L. M. MARCATO, L. W. OLIVEIRA, “Series Compensation Device Allocation under Contingency Constraints”, *Powertec 2003*, Bologna, Italy, June 2003.
- [15] R. RAJARAMAN, F. ALVARADO, A. MANIACI, R. CAMFIELD, S. JALALI, “Determination of Location and Amount of Series Compensation to Increase Power Transfer Capability”, *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 13, N° 2, pp. 294-300, May 1998.
- [16] E. J. OLIVEIRA, I. C. SILVA JR., J. L. R. PEREIRA, “Transmission System Expansion Planning Using a Sigmoid Function to Handle Integer Investment Variables”, *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 20, N° 3, pp. 1616-1621, August 2005.
- [17] M. M. ADIBI, R. KAFKA; “POWER SYSTEM RESTORATION ISSUES”, *IEEE Power System Restoration book– Methodologies and Implementation*, vol.4, No.2, pp. 31-36, 2000.
- [18] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, “Procedimento de Rede 10, submódulo 10.11, Revisão 2” Sítio Internet: <http://www.ons.org.br/ons/procedimentos/index.htm>.
- [19] G. H. FLORES, “Cálculo de Perda de Vida em Eixos de Turbogeneradores Utilizando uma Formulação Modal”, *Dissertação de Mestrado UFSC*, Abril, 1988.
- [20] M. M. ADIBI, D. BARRIE, M. E. COOPER, K. W. HEUSSNER, M. E. ROBERTSON, J. L. SCHEIT, D. SHEURER, “System Operations Challenges”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, N° 1, February 1988.
- [21] A. KETABI, A. M. RANJBAR, “New Approach to Standing Phase Angle Reduction for Power System Restoration”, *IEEE Electric Power Engineering, Power Tech Budapest 99*, International Conference, 1999.
- [22] M. KHERADMANDI, M. EHSAN, “Dynamic Analysis of Transmission Line Connection in Restoration of Interconnected Power Systems”, *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, pp. 1621-1624, Niagara Falls, May 2004.

- [23] T. NAGATA; H. SASAKI; R. YOKOAMA; “Power System Restoration by Joint Usage Expert System And Mathematical Programming Approach”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No.3, pp. 1473-1479, 1995.
- [24] S. WUNDERLICH, M. M. ADIBI, R. FICHL, C. D. O. NWANKPA, “An Approach to Standing Phase Angle Reduction”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, N° 1, February 1994.
- [25] D. HAZARIKA, A. K. SINHA, “Standing Phase Angle Reduction for Power System Restoration”, IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Voll145, N° 1, January 1998.
- [26] D. HAZARIKA, A. K. SINHA, “An Algorithm for Standing Phase Angle Reduction for Power System Restoration”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, N° 4, November 1999.
- [27] E. DELVIZIO, N. MARTINS, E. J. OLIVEIRA; J.L.R. PEREIRA; L.C.A. FERREIRA, “Recomposição de Sistemas Elétricos: Estudos para Fechamento de Anel Via Método de Pontos Interiores”, XVII SNPTEE – 19 a 24 de Outubro, 2003.
- [28] N. MARTINS, E. J. DE OLIVEIRA, J. L. R. PEREIRA, LUIZ CLÁUDIO A. FERREIRA, “Reducing Standing Phase Angle Via Interior Point Optimum Power Flow For Improved System Restoration”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, June 2004.
- [29] W. C. MOREIRA, E. J. OLIVEIRA, J. L. R. PEREIRA, N. MARTINS, “Análise de Fechamento de Anel Via Fluxo de Potência Ótimo Incorporando Restrições de Impactos nos Eixos dos Geradores”, VI SIMPASE, São Paulo, agosto 2005.
- [30] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, “ Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos – Diretrizes e Critérios para Fechamento em Anel”, item 8.5, submódulo 23.3, Revisão 0, Sítio internet: <http://www.ons.org.br/ons/procedimentos/index.htm>.
- [31] N. MARTINS, E. J. DE OLIVEIRA, W. C. MOREIRA, J. L. R. PEREIRA, R. M. FONTOURA, “Re-dispatch to Reduce Rotor Shaft Impacts upon Transmission Line Re-closure”, Paper submitted to the first IEEE revision, 2006.
- [32] W. C. MOREIRA, “Impactos em Máquinas Síncronas Durante o Fechamento de Anel na Recomposição do Sistema de Potência”, Tese de Mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF, 2005.
- [33] A. MONTICELLI, M. V. F. PEREIRA, S. GRANVILLE, “Security Constrained Optimal Power Flow with Post-Contingency Corrective Rescheduling”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 2, N° 1, 1987.

- [34] S. GRANVILLE, M. V. F. PEREIRA, A. MONTICELLI, “An Integrated Methodology for VAr Sources Planning”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, pp. 549-557, 1988.
- [35] E. VAAHEDI, J. TAMBY, Y. MANSOUR, L. WENYUAN, D. SUN, “Large Scale Voltage Stability Constrained Optimal VAr Planning and Voltage Stability Applications Using Existing OPF/Optimal VAr Planning Tools”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, pp. 65-74, 1999.
- [36] J.F. BENDERS “Partitioning Procedure for Solving Mixed Variables Programming Problems. Numerische Mathematics”, pp. 238-262, 1962.
- [37] S. GRANVILLE, M. C. A. LIMA, “Application of Decomposition Techniques to VAr Planning: Methodological & Computational Aspects”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9/4, pp. 1780-1787, November 1994.
- [38] Y. CHEN, “Weak Bus-Oriented Optimal Multi-Objective VAr Planning”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No.4, pp. 1885-1890, November 1996.
- [39] E. VAAHEDI, Y. MANSOUR, W. LI, J. TAMBY, D. SUN, D. MARATUKOLAM, “Evaluation of Existing Optimal VAr Planning Tools on Utility Systems”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 145, No.6, pp. 663-668, November 1998.
- [40] E. VAAHEDI, Y. MANSOUR, C. FUCHS, S. GRANVILLE, M. L. LATORE, H. HAMADANIZADEH, “Dynamic Security Constrained Optimal Power Flow/VAr Planning”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, No.1, pp. 38-43, February 2001.
- [41] J. R. P. BARROS, A. C. G. MELO, A. M. L. SILVA, “VAr Sources Planning Based on Marginal Costs of Reliability Indices”, 8rd International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Iowa State University, pp. 844-849, December 2004.
- [42] R. GHAZI, A. ARABPOUR, “Optimal Multi-Objective VAr Planning Using Accelerated Ant Colony and Analytical Hierarchy Process Methods”, IEEE PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asian and Pacific Dalian, China, 2005.
- [43] O. L. ELGERD, “Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica”, Mc Graw-Hill do Brasil, pp. 530, 1976.
- [44] DEQIANG GAN, DEB CHATTOPADHYAY, XIAOCHUAN LUO, “Stability Constrained OPF: New Results”, System Theory, Proceedings of the 35th Southeastern Symposium, 16-18 March 2003.
- [45] P. KUNDUR, “Power System Stability and Control”, Mc Graw-Hill, 1994.

- [46] A. A. FOUAD, J. TONG, “Stability Constrained Optimal Rescheduling of Generation”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No.1, pp. 105-112, 1993.
- [47] N. G. BRETAS, L. F. C. ALBERTO, “Estabilidade Transitória em Sistemas Eletroenergéticos”, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2000.
- [48] A. MONTICELLI, M. V. F. PEREIRA, S. GRANVILLE, “Security-constrained optimal power flow with post-contingency corrective rescheduling”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 1, No. 2, 1987.
- [49] Y.Y. HONG, C.H. GAU, “Voltage Stability Indicator for Identification of the Weakest Bus/Area in Power Systems”, IEEE Proc.-Gener. Transm Distrib, Vol. 141 No.4, July 1994.
- [50] ANATEM, Programa de análise de transitórios eletromecânicos, Manual do usuário, versão V09-12/02, dezembro de 2002.
- [51] Sítio internet <http://www.ee.washington.edu/research/pstca>.
- [52] M. J. LATORRE, “Aplicação do Método de Pontos Interiores Primal-Dual para a Resolução do Problema de Fluxo de Potência Ótimo”, Tese de Mestrado, COPPE - UFRJ, Rio de Janeiro, 1995.
- [53] S. GRANVILLE, “Optimal Reactive Dispatch Through Interior Point Method”, IEEE/PES, N°93, February 1993.
- [54] V. KLEE, G. MINTY, “How Good is the Simplex Algorithm?”, In: Sisha, editor, Inequalities III, Academia Press, New York, NY, 1972.
- [55] E. D. CASTRONUOVO, “Aplicação do Método de Pontos Interiores no Fluxo de Potência Ótimo Não Linear com Utilização de Processamento de Alto Desempenho”, Tese de Doutorado - UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, 2001.