

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ**

**VILMAIR ERMENIO WIRMOND**

**ALOCAÇÃO DE TCPST EM SISTEMAS DE TRANSMISSÃO USANDO  
ALGORITMOS GENÉTICOS E FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO**

**CURITIBA**

**2009**

**VILMAIR ERMENIO WIRMOND**

**ALOCAÇÃO DE TCPST EM SISTEMAS DE TRANSMISSÃO USANDO  
ALGORITMOS GENÉTICOS E FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO**

**Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.**

**Orientadora: Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Thelma Solange Piazza Fernandes**

**Co-Orientador: Prof. MSc. Odilon Luis Tortelli**

**CURITIBA**

**2009**

## TERMO DE APROVAÇÃO

VILMAIR ERMENIO WIRMOND

### ALOCAÇÃO DE TCPST EM SISTEMAS DE TRANSMISSÃO USANDO ALGORITMOS GENÉTICOS E FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná.

Orientadora:

---

Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Thelma Solange Piazza Fernandes  
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Co-orientador:

---

Prof. Msc. Odilon Luis Torteli  
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

---

Prof. Dr. Evelio Fernandes  
Coordenador do Programa de Pós-Graduação  
em Engenharia Elétrica

---

Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Neida Maria Patias Volpi  
Departamento de Engenharia de Produção, UFPR

---

Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki  
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

---

Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Elizete Maria Lourenço  
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Curitiba, 24 de setembro de 2009.

# AGRADECIMENTOS

A Deus, pelo dom da vida e por todas as bênçãos recebidas e promessas cumpridas na minha vida.

A Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Thelma Solange Piazza Fernandes não só pelo ensino acadêmico, mas pela paciência, apoio e amizade durante todo o percurso do curso de mestrado.

A minha esposa e amiga Rúbia, que apesar de minha ausência em muitos momentos, manteve seu apoio e incentivo, os quais me fizeram seguir em frente sem a opção de tentar desistir.

## RESUMO

O contínuo crescimento dos sistemas elétricos de potência e a mudança da topologia de rede, que passa de pequenos sistemas locais isolados para grandes sistemas interconectados, trazem muitos benefícios, mas também criam obstáculos, como a não utilização da capacidade total das linhas, em função de perdas e congestionamentos inerentes aos sistemas interligados. A fim de contornar esses problemas, este trabalho propõe um modelo de otimização para alocação de *Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer* (TCPST) em sistemas de transmissão congestionados. O problema foi resolvido através de Algoritmos Genéticos (AG), juntamente com um Fluxo de Potência Ótimo (FPO). A estratégia proposta utiliza os AG para fazer a alocação e o FPO para obter a solução do fluxo de carga e os ajustes dos defasadores. A formulação matemática para a metodologia é baseada na minimização dos custos da instalação do equipamento e minimização da sobrecarga total do sistema. A fim de diminuir o campo de pesquisa, considerou-se uma metodologia para eleger as subestações mais favoráveis a terem os equipamentos alocados. Assim, as linhas que têm maior variação de fluxo de potência para uma dada variação do ângulo defasador,  $\Phi$ , e também as linhas sobrecarregadas do sistema em estudo compõem o universo de linhas candidatas a terem alocados dispositivos do tipo TCPST. Para cada solução gerada pelos AG's, executa-se o FPO, que avalia até que a alocação ótima seja encontrada. O programa foi testado em um sistema de 291 barras que é equivalente, na carga pesada, da rede elétrica no Estado do Paraná, no Brasil.

Palavras-chave - Alocação de TCPST, Algoritmos Genéticos, Fluxo de Potência Ótimo.

## ABSTRACT

Continued growth of electric power systems and changing network topology, which is of small isolated local systems for large interconnected systems, has many benefits, but also creates obstacles, such that not to use the full capacity of the lines, due to losses and congestion inherent to interconnected systems. In a way to solve these problems, this work proposes an optimization model for allocation of Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer (TCPST) in congested transmission systems. The problem was solved by genetic algorithms (GAs), along with Power Flow (OPF). The proposed strategy uses the AG to make the allocation and the FPO for the solution of load flow and the adjustment of lagging. The mathematical formulation for the methodology is based on minimizing the costs of installation and minimizing the overhead of the system. In order to reduce the field of search was considered a method to elect the substations more favorable to have equipment allocated. Thus, the lines that have greater variation of power flow for a given change in the angle  $\Phi$  and also the lines overloaded the system under study makes up the universe of candidate rows to have allocated TCPST type devices. For each solution generates by the AG, the FPO is executed to evaluate it until the best place be found. The program was tested in a system of 291 buses which is equivalent, in heavy load, with the grid in the state of Parana, Brazil.

*Keywords* — TCPST Allocation, Genetic Algorithms, Optimal Power Flow.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 2.1 – FACTS IDEAL EM DERIVAÇÃO .....	17
FIGURA 2.2 – S.V.C. (WATANABE <i>et al.</i> , 1998) .....	17
FIGURA 2.3 – MODELO DE STATCOM (WATANABE <i>et al.</i> , 1998).....	18
FIGURA 2.4 – FACTS IDEAL EM SÉRIE.....	18
FIGURA 2.5 – MODELO DE TCSC.....	19
FIGURA 2.6 – MODELO DE SSSC.....	19
FIGURA 2.7 – COMPENSADOR DE ÂNGULO DE FASE IDEAL.....	20
FIGURA 2.8 – COMPENSADOR DE FASE CHAVEADO POR TIRISTORES (TCPST).....	21
FIGURA 2.9 – DIAGRAMA BÁSICO UPFC.....	21
FIGURA 2.10 – DIAGRAMA DE BLOCOS UPFC.....	22
FIGURA 2.11 – DIAGRAMA DE BLOCOS IPFC.....	22
FIGURA 3.1 – FLUXOGRAMA BÁSICO DE UM AG (SZUVOVIVSKI ,2008) .....	47
FIGURA 3.2 – SELEÇÃO POR ROLETA.....	48
FIGURA 3.3 – MÉTODO DE TORNEIO.....	51
FIGURA 3.4 – OPERADOR DE CRUZAMENTO EM UM PONTO .....	52
FIGURA 3.5 – CRUZAMENTO EM DOIS PONTOS .....	53
FIGURA 3.6 – CRUZAMENTO DISPERSO .....	54
FIGURA 3.7 – MUTAÇÃO .....	54
FIGURA 4.1 – TRANSFORMADOR COM RELAÇÃO $\dot{t}_{im} = e^{j\phi_{im}}$ .....	57
FIGURA 4.2 – DECODIFICAÇÃO DO TCPST .....	65

## LISTA DE TABELAS

TABELA 2.1 – CUSTO DAS ÁREAS NORTE E SUL COM E SEM TCPST .....	26
TABELA 3.1 – EXEMPLO DE POPULAÇÃO COM SEUS INDIVÍDUOS E APTIDÕES .....	50
TABELA 5.1 – RESULTADO DAS ALOCAÇÕES .....	78
TABELA 5.2 – RESULTADO DAS ALOCAÇÕES .....	78
TABELA 5.3 – SOBRECARGA, CUSTO E F.O.....	79
TABELA 5.4 – PERCENTUAL DE SOBRECARGA NOS TRANSFORMADORES COM LIMITES MÁXIMOS DE FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA RELAXADOS .....	80
TABELA 5.5 – RESULTADO PARA ALOCAÇÃO NAS LINHAS 372 e 211 .....	80
TABELA 5.6 – RESULTADOS DE CORTE DE CARGA .....	81
TABELA 5.7 – REDUÇÃO DE CORTE DE CARGA SOB CONTINGÊNCIA .....	82
TABELA 5.8 – RESULTADO DE PERDAS ATIVAS TOTAIS .....	82
TABELA 5.9 – CUSTO DE INSTALAÇÃO E BENEFÍCIO TOTAL .....	83
TABELA 5.10 – ESFORÇO COMPUTACIONAL .....	84

# SUMÁRIO

<b>1 PROPOSTA .....</b>	<b>10</b>
1.1 INTRODUÇÃO.....	10
1.2 JUSTIFICATIVA.....	12
1.3 MOTIVAÇÃO .....	13
1.4 OBJETIVO GERAL.....	14
1.5 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	14
1.6 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO .....	14
<b>2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>15</b>
2.1 INTRODUÇÃO.....	15
2.2 TIPOS DE CONTROLADORES FACTS .....	16
2.2.1 Compensador FACTS em derivação (WATANABE <i>et al.</i> , 1998) .....	16
2.2.2 Compensador em série ideal (WATANABE <i>et al.</i> , 1998) .....	18
2.2.3 Compensador de Ângulo de Fase Ideal (WATANABE <i>et al.</i> , 1998).....	20
2.3 ESTADO DA ARTE .....	23
2.3.1 Estado da Arte para Mercados Pool.....	23
2.3.2 Estado da Arte para Mercados Competitivos .....	29
2.3.3 Análise do Estado da Arte .....	32
2.4 OTIMIZAÇÃO MULTI-OBJETIVO.....	33
2.4.1 Método do Critério Global (GUPTA e SIVAKUMAR, 2002).....	35
2.4.2 Método das Ponderações (COELLO, 1999).....	36
2.4.3 Método da Penalidade (CASTILHO, 2003) .....	37
2.5 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO.....	37
2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO .....	40
<b>3 ALGORITMOS GENÉTICOS.....</b>	<b>41</b>
3.1 INTRODUÇÃO.....	41
3.2 CARACTERÍSTICAS GERAIS .....	44
3.3 ESTRUTURA BÁSICA DE UM AG.....	46
3.4 OPERADORES GENÉTICOS .....	47
3.4.1 Seleção.....	47
3.4.1.1 Seleção por Roleta .....	48
3.4.1.2 Seleção por Classificação .....	49
3.4.1.3 Elitismo .....	49
3.4.1.4 Torneio.....	50
3.4.2 Cruzamento .....	51
3.4.2.1 Cruzamento em 1 Ponto.....	52
3.4.2.2 Cruzamento em 2 Pontos.....	52
3.4.2.3 Cruzamento Disperso.....	53
3.4.3 Mutação .....	54
3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO .....	54
<b>4 MODELAGEM MATEMÁTICA .....</b>	<b>56</b>
4.1 INTRODUÇÃO.....	56
4.2 MODELAGEM DO TCPST .....	56
4.3 CRITÉRIOS DE OTIMIZAÇÃO.....	58

4.3.1 Minimização do Custo das Sobrecargas nas Linhas.....	59
4.3.2 Minimização de Custo de Instalação de Dispositivos Defasadores .....	59
4.4 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO.....	60
4.5 REDUÇÃO DE CAMPO DE BUSCA .....	62
4.6 CODIFICAÇÃO DOS INDIVÍDUOS .....	64
4.7 MEMÓRIA.....	66
4.8 AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA INSTALAÇÃO DOS TCPSTS.....	66
4.8.2 Máxima Transferência de Potência (FERNANDES, 2004).....	69
4.9 ALGORITMO DO PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO .....	72
4.10 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO .....	72
<b>5 RESULTADOS.....</b>	<b>74</b>
5.1 INTRODUÇÃO.....	74
5.2 REDUÇÃO DO CAMPO DE BUSCA.....	74
5.3 ELEMENTOS COM RESTRIÇÕES DE FLUXO RELAXADOS.....	75
5.4 ALOCAÇÃO ÓTIMA FORNECIDA PELOS ALGORITMOS GENÉTICOS .....	77
5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO .....	84
<b>6 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS.....</b>	<b>85</b>
6.1 CONCLUSÕES.....	85
6.2 TRABALHOS FUTUROS.....	86
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>87</b>
<b>ANEXO A - MÉTODO DOS PONTOS INTERIORES.....</b>	<b>91</b>
<b>ANEXO B - DADOS DO SISTEMA DE 291 BARRAS.....</b>	<b>101</b>

# 1 PROPOSTA

## 1.1 INTRODUÇÃO

Desde as primeiras descobertas nos séculos XVIII e XIX, com Franklin, Georg Ohm, Alessandro Volta, Michael Faraday e tantos outros, cada vez mais a eletricidade tem se tornado indispensável não somente a aspectos ligados à rotina diária e produção industrial, mas, sobretudo é o motor de todo avanço científico e tecnológico, uma vez que seria impensável se terem todos os recursos tecnológicos que nos rodeiam sem a disponibilidade abundante de energia elétrica.

No Brasil, assim como na maioria dos países, a energia era gerada, distribuída e comercializada por empresas de caráter estatal, não existindo uma concorrência entre empresas as quais estavam protegidas por uma regulamentação de mercado que era fechada e não dava aos consumidores opção de escolha.

A partir do início da década de 90 essa situação começou a mudar com a desregulamentação do setor elétrico, que desverticalizou as empresas, mesmo que ainda estatais, em empresas de geração, transmissão e distribuição. Aliado a isso, surgiram os consumidores livres, que têm opção de escolha quanto aos seus fornecedores de energia.

Com a crise de fornecimento em 2001, que restringiu o consumo e impactou não só na rotina diária da maioria dos brasileiros, mas também no crescimento econômico do país, buscou-se fazer uma nova regulamentação do sistema elétrico brasileiro, de modo que a disponibilidade de energia pudesse estar garantida aos consumidores, com qualidade e ao menor custo possível, sem tirar, entretanto, a premissa de lucratividade das empresas do setor.

Esses fatores mudaram o cenário de comercialização de energia no Brasil, impulsionando as empresas do setor a cada vez mais reduzirem seus custos de manutenção de operação e investimentos futuros para maximizar o lucro, sem, contudo reduzir a disponibilidade e confiabilidade do sistema.

Dentro desse contexto, tem-se exaustivamente buscado a inserção de novas tecnologias que venham ao encontro dos fatores acima citados, tanto nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia.

Tratando-se da transmissão de energia, muito tem sido feito para aumentar a conexão entre os sistemas outrora isolados ou pouco interligados entre si. O aumento da demanda, a expansão das áreas de consumo e a necessidade de interligação para aumento da confiabilidade estão motivando investimentos na rede de transmissão, que num primeiro momento tem como solução a construção de linhas de interligação ou revisão das linhas existentes para aumento da capacidade. Porém, investimentos para construção de novas linhas tornam-se mais difíceis a medida que surgem novas restrições como, por exemplo, de caráter ambiental ou social e que acabam aumentando o custo total da ampliação.

Torna-se importante, portanto, exaurir toda a capacidade de transmissão das linhas existentes, postergando-se ao máximo o investimento e garantindo maior fluxo de caixa da empresa concessionária.

Nesse contexto, os FACTS (*Flexible AC Transmission System*) aparecem como uma alternativa a ser implantada dentro dos sistemas de potência, buscando aumentar o fluxo de potência das linhas existentes, eliminando ou reduzindo gargalos do fluxo de potência do sistema, agindo como elementos ativos no controle do fluxo de potência.

Os tipos mais comuns de FACTS são: *Thyristor Controlled Series Capacitors* (TCSC) que modificam as reatâncias das linhas; *Thyristor Controlled Voltage Regulator*, (TCVR) que controlam as diferenças de magnitudes de tensão entre barras de uma linha de transmissão; *Static VAR Compensator* (SVC) que injetam ou absorvem potência reativa e *Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer* (TCPST), que controlam defasagens angulares.

Basicamente, esses dispositivos são capazes de controlar grandezas elétricas de um sistema de transmissão, tais como: impedância, tensão, corrente e ângulo de fase, objetivando o controle do fluxo de potência, aumento da

estabilidade, gerenciamento dos perfis de tensão, correção do fator de potência e minimização de perdas.

No entanto, devido à complexidade do sistema de transmissão e da construção sob a topologia de rede, deixando de ser um sistema radial, surge a questão de onde devem ser aplicados esses dispositivos para ter-se um melhor resultado quanto ao fluxo de potência e conseqüentemente resultando em menor tempo de retorno financeiro. Essa questão se caracteriza como um problema de análise combinatorial, com variáveis inteira-mistas e restrições não-lineares.

Assim, torna-se importante desenvolver ferramentas computacionais que dêem suporte ao planejamento quando da tomada de decisão para investimentos nesses dispositivos.

Dentre tantos controles e aplicações, o presente trabalho se concentra no controle de fluxos em redes congestionadas e aumento da sua carregabilidade. Para tanto, um dos tipos de FACTS mais aplicável é o TCPST (*Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer*), que controla defasagem angular entre as linhas e possui menor custo que outros FACTS mais completos e avançados tecnologicamente. O TCPST foi modelado como defasador ideal com impedância nula inserido em série com a linha (WATANABE *et al.*, 1998).

## 1.2 JUSTIFICATIVA

Os sistemas de transmissão tornaram-se cada vez mais “malhados” e menos radiais devido à entrada de novas usinas, sejam grandes centrais hidroelétricas, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), termoelétricas, centrais eólicas ou fontes de geração distribuída. Esse é um caminho sem volta que busca aumentar a confiabilidade e maximizar a utilização de recursos capazes de gerar energia elétrica com o mínimo de impacto ambiental.

Essa situação gera em alguns laços do circuito de transmissão, fluxos de potência que na verdade não são aproveitados para geração efetiva de trabalho, os chamados “fluxos em loops”, fluxos paralelos ou ainda fluxos de malha, que

sobrecarregam as linhas e obrigam o operador do sistema a operar com uma larga margem de segurança.

Os TCPST podem reduzir significativamente esses fluxos desnecessários, aumentando a capacidade de transmissão das linhas, e assim o carregamento do sistema, proporcionando redução ou adiamento de investimentos e conseqüente aumento nos ganhos de produção, além de melhorar estabilidade transitória, gerando uma maior confiabilidade, redução e maior qualidade da energia entregue.

Porém, para se obter esses benefícios, os locais de instalação dos controladores devem ser adequados, o que não é tarefa simples devido à complexidade da rede de transmissão.

### **1.3 MOTIVAÇÃO**

A crescente necessidade de interligação do sistema elétrico, a competitividade entre concessionárias e um número cada vez maior de restrições que precisam ser satisfeitas antes que grandes obras de investimento sejam realizadas, geram uma demanda por soluções que maximizem o desempenho de todos os equipamentos já instalados. Os FACTS podem contribuir para maior aproveitamento da energia gerada e aprimorar a qualidade da energia transmitida, mas sua utilização ainda é pequena se comparado ao potencial existente.

Existe, portanto, necessidade de ampliar o estudo sobre FACTS no meio acadêmico, para que a decisão das empresas concessionárias possa ser embasada por estudos de alta acuracidade e com menor risco possível, uma vez que o capital a ser investido na instalação desses equipamentos ainda é alto.

Assim, a grande motivação desse trabalho é a de atender essas necessidades, desenvolvendo um algoritmo de otimização capaz de dar suporte ao planejador de Redes de Transmissão quanto à tomada de decisão referente ao ponto ideal de conexão de um TCPST. Essa escolha está baseada na minimização das sobrecargas nas linhas e do custo do TCPST.

## **1.4 OBJETIVO GERAL**

Melhorar o desempenho de sistemas elétricos quanto a sobrecargas nas linhas de sistemas de transmissão, obtendo o melhor ponto de conexão de um, dois ou três TCPST's.

## **1.5 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Revisar a bibliografia acerca do estado da arte sobre dispositivos defasadores angulares;
- estudar a metaheurística Algoritmos Genéticos (AG), que é uma técnica de Inteligência Artificial (IA) a ser utilizada neste trabalho;
- analisar os ramos de maior sensibilidade para diminuir o campo de busca do problema de otimização;
- desenvolver uma metodologia para alocação ótima de TCPST's;
- testar e validar o algoritmo desenvolvido.

## **1.6 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO**

No Capítulo 2, apresenta-se um levantamento bibliográfico sobre o que já foi publicado acerca do tema proposto e no capítulo 3, apresentam-se detalhes sobre os AGs e sua aplicação na solução do problema.

Já no Capítulo 4, é formulada a metodologia aplicada na solução do problema proposto, descrevendo-se a formulação matemática e a análise de sensibilidade que objetiva a escolha do conjunto de barras candidatas à alocação de TCPSTs.

Finalmente, tem-se a apresentação de resultados e as conclusões do trabalho no Capítulo 5.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 INTRODUÇÃO

A necessidade de integração e interligação dos sistemas de transmissão regionais faz com que os sistemas interligados mundiais tornem-se cada vez mais complexos. Isso requer estudos cada vez mais aprofundados relacionados à otimização dos fluxos de potência pela rede elétrica.

Dentre as alternativas para melhorar a distribuição dos fluxos de potência está a inserção de controladores FACTS (*Flexible AC Transmission System*) em pontos estratégicos do sistema de transmissão.

O conceito FACTS como filosofia de controle em uma rede elétrica foi pela primeira vez introduzido por N.G. Hingorani do EPRI (*Electric Power Research Institute*), nos EUA em 1988. Seu uso tem como objetivo aumentar o desempenho do sistema de transmissão sem necessidade de mudanças na geração ou na topologia da rede. Eles podem atuar no controle do fluxo de potência, aumento da estabilidade, gerenciamento dos perfis de tensão, correção do fator de potência e minimização de perdas, especialmente em sistemas elétricos que por não ter a característica radial, formam linhas “gargalos”, restringindo o fluxo de potência devido à concentração do fluxo de potência numa dada linha do sistema (WATANABE *et al.*, 1998).

Numa rede elétrica, o fluxo de potência está limitado pela estabilidade, fluxos paralelos ou fluxos de malha, limites térmicos das linhas e limites de tensão. Os FACTS, devido a um preciso e rápido controle eletrônico, podem contribuir, melhorando cada um dos requisitos citados. Além disso, FACTS também são muito utilizados em estudos de estabilidade dinâmica, frente a pequenas perturbações.

A seguir, serão apresentados os resultados de levantamento bibliográfico, realizado acerca dos tipos de FACTS, o princípio de funcionamento mostrando o esquema simplificado de cada um e a alocação de TCPST e suas implicações e

aplicações no sistema de transmissão, tanto em mercados centralizados, quanto competitivos.

Também se buscou obter o maior número de publicações que, como proposto neste trabalho, fizessem uso de inteligência artificial, vislumbrando detectar vantagens e limitações quando da utilização deste tipo de dispositivo.

## 2.2 TIPOS DE CONTROLADORES FACTS

Os FACTS podem ser divididos em compensadores série, em derivação e compensadores de ângulo (WATANABE *et al.*, 1998).

### 2.2.1 Compensador FACTS em derivação (WATANABE *et al.*, 1998).

A Figura 2.1 apresenta um FACTS ideal em derivação. O compensador atua como uma fonte  $V_M$  conectada em paralelo com as fontes  $V_S$  e  $V_R$ , no ponto médio da linha de transmissão. O compensador  $V_M$  possibilita uma maior transferência de potência de  $V_S$  para  $V_R$ , de forma que sem compensador se teria:

$$P_s = \frac{V^2}{X_L} \cdot \text{sen} \delta \quad (2.1)$$

onde

$P_s$  : Potência ativa transferida do terminal  $V_S$  para o lado da carga  $V_R$ ;

$V$  : Amplitude das tensões terminais  $V_R$  e  $V_S$  ;

$X_L$  : Reatância da linha.

$\delta$ : Ângulo entre as tensões  $V_S$  e  $V_R$ .

A inserção do compensador derivação permite maior potência transferida entre  $V_S$  e  $V_R$  e como a tensão  $V_M$  está em quadratura com a corrente  $I_M$ , não há potência ativa fluindo pelo compensador, mas somente potência reativa:

$$P_s = \frac{2V^2}{X_L} \cdot \text{sen} (\delta/2) \quad (2.2)$$

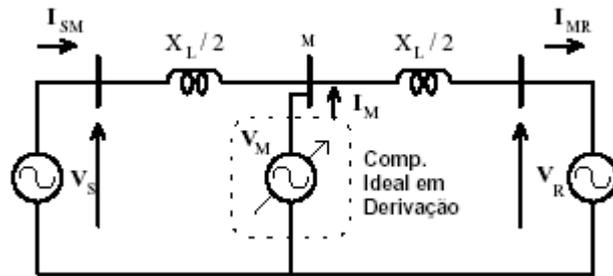
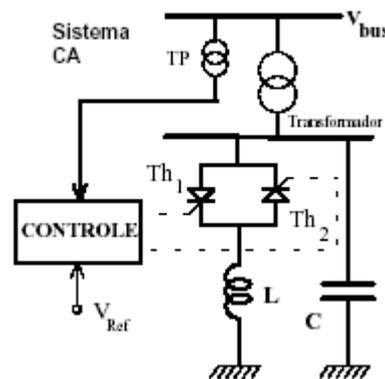


FIGURA 2.1 – FACTS IDEAL EM DERIVAÇÃO

O SVC (*Static Var Compensator* ou Compensador de Potência Reativa Estática) é um exemplo de FACTS em derivação, e tem como base o RCT (Reator Controlado a Tiristor) e o CCT (Capacitor Chaveado a Tiristor), tal como na Figura 2.2.

No SVC (Figura 2.2), o controle do ângulo de chaveamento dos tiristores produz uma reatância variável, absorvendo ou gerando reativos ao sistema, sendo que o capacitor pode ser fixo ou também chaveado por tiristores.

FIGURA 2.2 – S.V.C. (WATANABE *et al.*, 1998)

Outro exemplo aplicado de compensadores em derivação é o Statcom (*Static Compensator*), mostrado na Figura 2.3, que é um FACTS que opera com chaves semicondutoras autocontroladas do tipo IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) ou GTO (*Gate Turn-Off Thyristor*), operando como conversores do tipo

fonte de tensão, CFT. Para absorverem ou fornecerem somente potência reativa, tem no lugar da fonte CC, um capacitor.

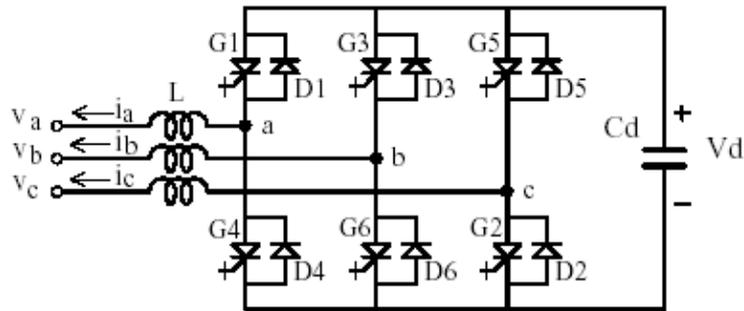


FIGURA 2.3 – MODELO DE STATCOM (WATANABE *et al.*, 1998)

### 2.2.2 Compensador em série ideal (WATANABE *et al.*, 1998)

A Figura 2.4 mostra um FACTS ideal em série, conectado ao ponto médio de uma linha de transmissão. O compensador ideal está modelado como uma fonte de tensão  $V_C$  controlada e a tensão  $V_C$  está em quadratura com a corrente da linha, não existindo em seus terminais potência ativa, de forma que o controlador é visto pelo sistema como uma reatância indutiva ou capacitiva.

O fluxo de potência ativa que circula pela linha é dado por:

$$P_s = \frac{V^2}{X_L(1-s)} \cdot \text{sen}\delta \tag{2.3}$$

onde  $s$  é a taxa de compensação série ( $-1 < s < 1$ ).

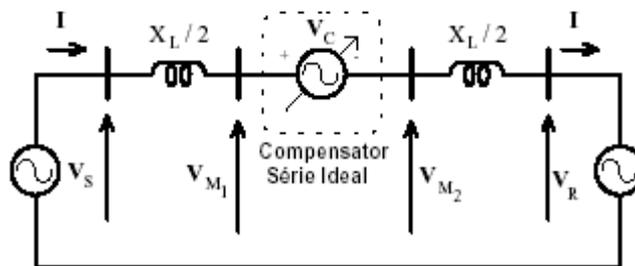


FIGURA 2.4 – FACTS IDEAL EM SÉRIE

A Figura 2.5 mostra um TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*), ou Capacitor Série Controlado à Tiristor, e tem como princípio, a conexão de um capacitor em série com a linha, com tiristores conectados em paralelo com o capacitor, de forma que a frequência de chaveamento dos tiristores determina o valor equivalente do capacitor e por conseqüência da compensação, alterando a reatância da linha.

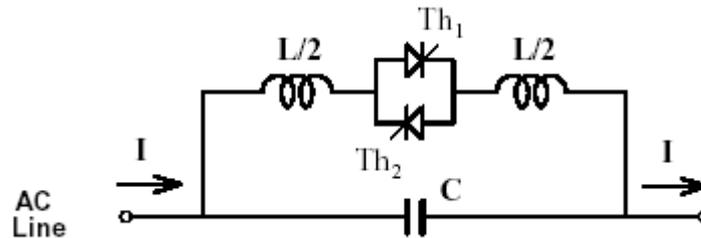


FIGURA 2.5 – MODELO DE TCSC

Assim como o Statcom é um avanço do SVC para controladores shunt ou derivação, o SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*) está para o TCSC. O SSSC tem o mesmo princípio básico, com a diferença de ter GTOs ou IGBTs como dispositivo de chaveamento, proporcionando uma operação como fonte de tensão (CFT). A Figura 2.6 mostra o esquema básico de um SSSC, ligado à linha através de um transformador série.

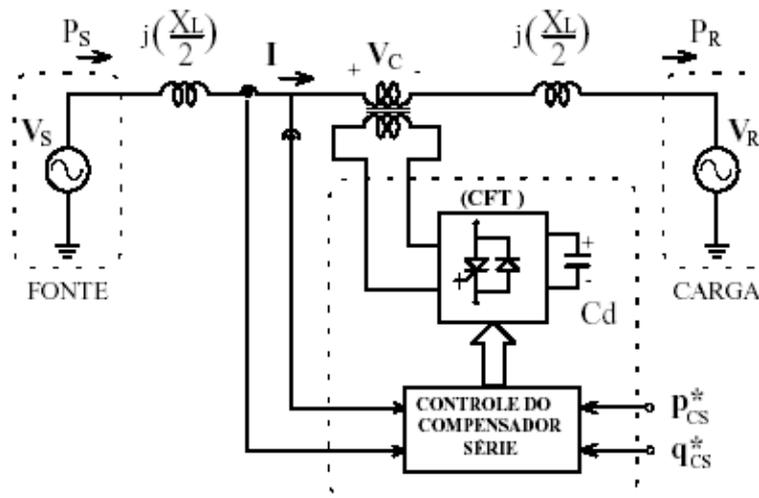


FIGURA 2.6 – MODELO DE SSSC

### 2.2.3 Compensador de Ângulo de Fase Ideal (WATANABE *et al.*, 1998)

Um compensador de ângulo de fase tem como princípio atuar sobre o ângulo de fase entre dois sistemas C.A. A Figura 2.7 apresenta um compensador de ângulo de fase, onde o fasor  $V_{pq}$  pode assumir qualquer defasagem em relação à corrente, e isto significa que o compensador pode fornecer ou absorver potência ativa ou reativa.

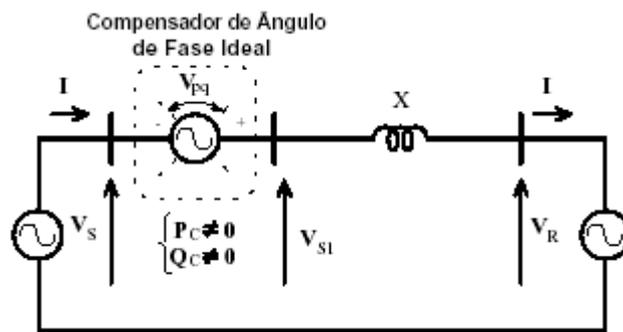


FIGURA 2.7 – COMPENSADOR DE ÂNGULO DE FASE IDEAL

Esse controlador defasador tem a característica de controlar o ângulo da tensão através do chaveamento de tiristores e é uma evolução do transformador defasador cuja potência fluindo pela linha, conforme a Figura 2.7, é:

$$P_s = \frac{V^2}{X_L} \cdot \text{sen}(\delta - \alpha) \quad (2.3)$$

onde  $\alpha$  é o ângulo de controle de fase.

A Figura 2.8 é um exemplo de um controlador defasador, utilizando tiristores como elemento de controle. Esse é o princípio do TCPST (*Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer*).

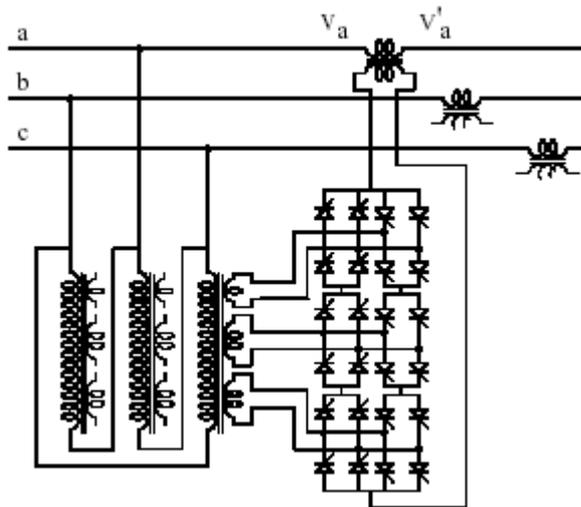


FIGURA 2.8 – COMPENSADOR DE FASE CHAVEADO POR TIRISTORES (TCPST)

O UPFC (*Unified Power Flow Controller*) é um controlador unificado e pode controlar além do ângulo, a magnitude da tensão e a impedância do sistema, e funciona como a união de um controlador série e um controlador derivação trabalhando juntos, conforme Figura 2.9.

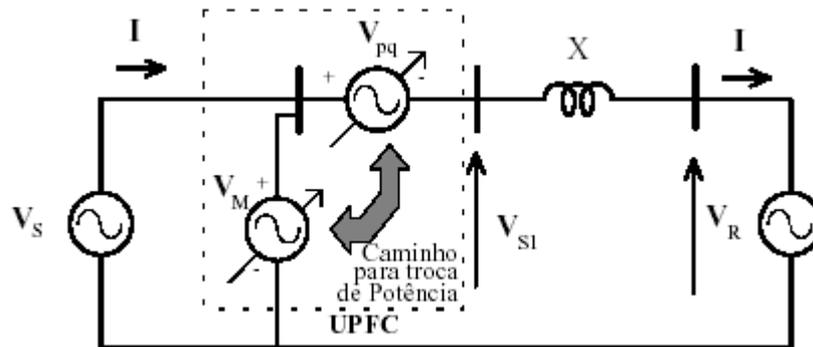


FIGURA 2.9 – DIAGRAMA BÁSICO UPFC

Como os controles do compensador série e derivação são independentes, tornam-no muito mais flexível, controlando tanto a potência reativa como ativa da linha, sendo assim um controlador mais completo que os demais, inclusive que o controlador defasador (GYUGY, 1990), conforme Figura 2.10.

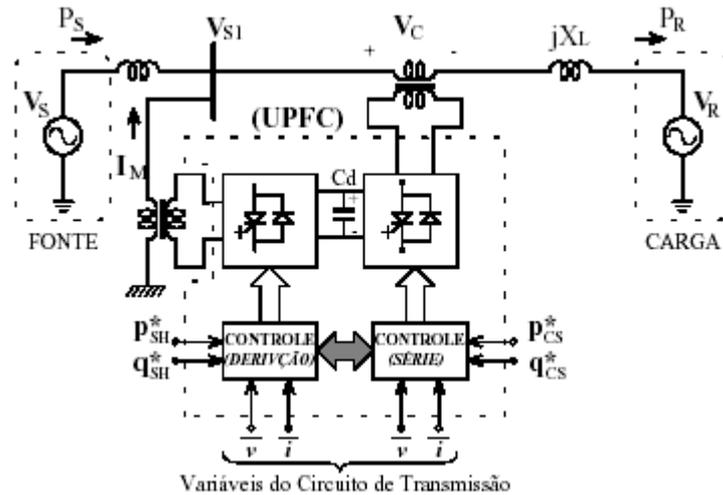


FIGURA 2.10 – DIAGRAMA DE BLOCOS UPFC

Ainda pode-se mencionar o IPFC (*Interline Power Flow Controller*), que utiliza dois VSC's (*Voltage Source Converter*) unidos em um link CC. Cada VSC injeta uma tensão com amplitude e fase controladas, na linha de transmissão, através de um transformador de acoplamento. Cada VSC produz uma compensação independente de reativo para cada linha. Também podem fornecer ou absorver potência ativa das linhas, transferindo potência de uma linha sobrecarregada para outra subcarregada (SALEM *et* SOOD, 2007).

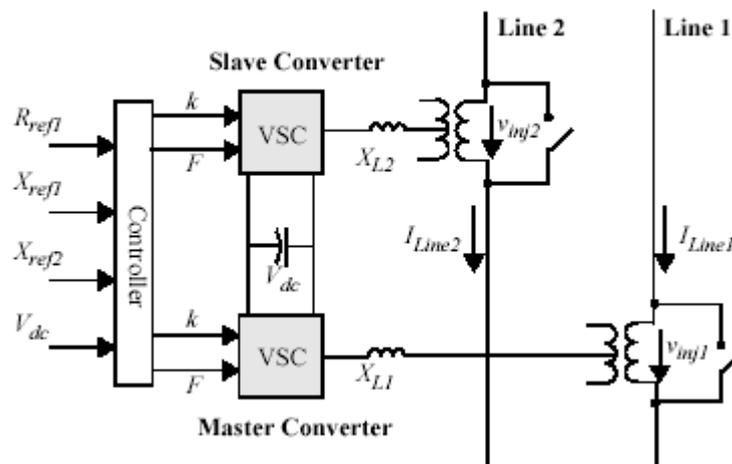


FIGURA 2.11 – DIAGRAMA DE BLOCOS IPFC

O compensador de ângulo mais tradicional é o transformador defasador (TD) ou *Phase-Shift Transformer* (PST) e tem como objetivo controlar a magnitude e/ou ângulo da tensão do sistema, ou ambos. O princípio de funcionamento é eletromecânico. Com a popularização dos dispositivos semicondutores para chaveamento e controle de grandezas elétricas, surgiu o *Static Phase Shifter* (SPS), que tem o mesmo princípio, porém, com aplicação de chaves semicondutoras. O IEEE, *Institute of Electrical and Electronic Engineers*, define ainda um sub-grupo do SPS que é o *Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer* (TCPST) como um transformador de ângulo de fase com rápida variação do ângulo de fase, através do chaveamento de tiristores (MAGALHÃES, 2006).

Salienta-se nesse ponto, que a modelagem matemática tanto do PS, SPS ou TCPST é a mesma, e que por ser o TCPST mais avançado tecnologicamente, foi o escolhido como foco de alocação desse trabalho.

## **2.3 ESTADO DA ARTE**

### **2.3.1 Estado da Arte para Mercados Pool**

Segundo Galiana *et al.*, (1996), controladores FACTS essencialmente introduzem novos graus de liberdade na operação de sistemas de potência sendo que esta flexibilidade extra permite o ajuste independente de algumas variáveis do sistema que normalmente não tem controle, permitindo um grande controle do fluxo de potência e magnitude das tensões. Esse estudo propôs a avaliação do impacto de FACTS em sistemas de potência em regime permanente, através do conceito de regiões de segurança e de medidas escalares dessas regiões obtidas a partir de simulações de fluxo de potência ótimo.

As regiões de segurança representam todos os pontos viáveis de operação da rede de potência e, portanto, contém toda a informação necessária para resolução da mesma.

No artigo de Galiana (1996), comprovou-se que a presença de FACTS

aumenta o tamanho da região de segurança, de forma que um dado sistema com FACTS tem uma região de segurança que contém a região de segurança do mesmo sistema sem FACTS.

Em Galiana *et al.* (1996) ainda é feito um estudo que mostra ser possível definir um FACTS ideal pela combinação de diferentes tipos de elementos, tais como fontes de potência na entrada e fontes de tensão na saída ou outras combinações possíveis, desde que tenham no mínimo três parâmetros de ajuste independentes. Normalmente, FACTS obedecem a condição que a entrada de potência é igual a saída, exceto para perdas internas. O estudo de FACTS ideais torna-se importante, pois é um resultado considerado “benchmark” do sistema, uma vez que se o resultado não é satisfatório com FACTS ideais, será ainda pior com FACTS reais.

O artigo apresenta resultados para sistemas de 30 e 118 barras, após impostas situações como restrições aos limites de fontes de geração reativa e de fluxo de linhas, de forma a criar gargalos que restringem o carregamento das linhas. Os resultados finais mostram claramente que a alocação de compensadores angulares é uma ótima escolha para aumentar a capacidade de fluxo de potência nas linhas. Por exemplo, no caso de 118 barras, a introdução de um compensador angular forneceu ganho de 22% na capacidade de carregamento.

Paterni *et al.* (1999) propuseram a alocação de transformadores defasadores utilizando algoritmos genéticos para resolução do modelo na rede de transmissão francesa que possuía gargalos que impunham alto custo de produção de energia. Nesse estudo, foi utilizado um FPO cujas equações de balanço de potência ativa foram linearizadas e imposto variações de  $\pm 10^\circ$  nos ângulos dos compensadores angulares. No sistema em estudo de 36 linhas, a parte superior da rede possuía um custo de produção baixo e a parte inferior um custo de produção alto. Uma carga de 600 MW ficou na parte inferior da rede e as linhas da parte inferior possuíam um limite de 130 MW. Sem FACTS compensadores de ângulo, foram necessários 121 MW da fonte mais cara, uma vez que se fosse aumentada a produção da fonte mais barata, a linha gargalo sofreria sobrecarga, saindo de operação. Utilizando AG nessa situação, com mutação de 1%, cruzamento de 60% e tamanho da população

de 100, foram alocados 4 FACTS, de forma que o gargalo foi aliviado, sendo necessário somente 66 MW da fonte mais cara, e com custo 11% menor.

A função objetivo desse problema de otimização levou em consideração a minimização do custo anual de geração, do custo de investimento dos FACTS e do retorno sobre o investimento dos mesmos.

Em 2001, Gerbex *et al.* (2001) apresentaram inicialmente um algoritmo de busca para alocar vários dispositivos FACTS em sistemas de potência utilizando AG. Basicamente, procuraram alocar os dispositivos, selecionando suas localizações, tipos (TCSC, TCVR, TCPST, SVC) e dimensões. A função objetivo implementada visava melhorar a segurança do sistema, ou seja, a função objetivo foi composta pelas sobrecargas nas linhas e pelos desvios de tensão em relação a seus valores limítrofes. Analisando a alocação de tipos individuais, observou-se que o TCSC é o mais eficiente, seguido pelo TCPST. De qualquer forma, a melhor solução foi a alocação simultânea de vários tipos, sendo que linhas, que tinham até 120% de sobrecarga, foram aliviadas e colocadas dentro dos limites. Os perfis de tensão também melhoraram sensivelmente.

Já em 2003, os mesmos autores (GERBEX *et al.*, 2003) implementaram mais outros dois métodos heurísticos para alocar FACTS em sistemas de potência. Os métodos utilizados foram Recozimento Simulado (RS), Busca Tabu (BT), além dos Algoritmos Genéticos. Testes realizados no sistema do IEEE-118 barras mostraram que a BT e AG convergiram mais rapidamente que RS. Outro resultado observado foi que a segurança do sistema aumentou com o aumento do número de FACTS considerados e que com cinco FACTS as sub-tensões e sobrecargas foram retiradas. Os TCSC e TCPST controlavam a potência ativa enquanto TCVR e SVC foram empregados para controlar a potência reativa e realizar controle de tensão.

Lima *et al.* (2002) alocaram TCPSTs fazendo uso da técnica de programação linear inteira mista. Todo o problema foi formulado a partir do modelo DC, pois se assumiu que esse modelo é suficiente, visto que somente o fluxo de potência ativa foi investigado.

O problema foi resolvido em duas etapas. Na primeira etapa, o algoritmo

alocou o número máximo permitido de TCPSTs de modo a minimizar o custo total de geração. Na segunda formulação os TCPSTs foram alocados para maximizar a carga do sistema.

Para análise, foi utilizado o modelo IEEE- 24 barras, cujos resultados foram calculados em termos financeiros, ou seja, \$/MWh.

Inicialmente, o custo de geração sem TCPSTs foi de 112,974 \$/h e com 5 TCPSTs alocados, o custo caiu para 108,51 \$/h, ou seja, houve uma redução em torno de 4% no custo total. Outro aspecto foi quanto a sobrecarga, sem alocação de TCPSTs. Observou-se que duas linhas dos sistemas em análise estavam bastante sobrecarregadas. Após a alocação dos 5 TCPSTs, o fluxo de potência ficou melhor distribuído e, foi observado ainda um um ganho de 10% na capacidade de carregamento.

A rede estudada é naturalmente dividida em duas zonas: norte e sul, com custos marginais distintos entre si. Assim, outra observação que pôde ser feita, foi que após a alocação de TCPSTs esses custos diminuíram como observado na Tabela 2.1, que compara o custo marginal (\$/MWh) de cada área com e sem TCPSTs.

TABELA 2.1 – CUSTO DAS ÁREAS NORTE E SUL COM E SEM TCPST

Área	Custo Marginal (\$/MWh)	
	Sem TD	Com TD
Norte	21,62	20,40
Sul	50,22	30,84

Em outro artigo com os mesmos autores (Lima *et al.*, 2003), a alocação de TCPSTs em sistemas de potência de grande porte visou também encontrar o número, a localização e os ajustes dos TCPSTs. Nesse trabalho, são alterados os objetivos de otimização em relação ao artigo anterior, ou seja, na primeira parte maximiza-se a carga do sistema e na segunda, minimiza-se o custo total de investimento dos dispositivos. A principal característica desse trabalho foi comparar essa abordagem com outros trabalhos de alocação de FACTS já publicados. Essa comparação permitiu verificar que uma deficiência de todos os métodos atualmente

propostos é o tempo elevado da computação, que limita sua aplicabilidade a sistemas relativamente pequenos ou a um conjunto reduzido de possibilidades combinatoriais.

Lima *et al.* (2003) escolheram exclusivamente a alocação de defasadores angulares, pois esses dispositivos são os mais indicados para se aumentar a carga de um sistema. A variação permitida para os ângulos dos FACTS foi  $\pm 10^\circ$ .

Diferentemente das linhas comumente adotadas, Huang (2002) propôs uma abordagem baseado em Teoria de Grafos para determinar a alocação ótima de FACTS defasadores, introduzindo o conceito de co-árvores, árvores e cálculo de autovalores e autovetores de matrizes de sensibilidade para se buscar o lugar ótimo dos FACTS. No entanto, os exemplos apresentados se limitaram a pequenos sistemas.

Kazerooni *et al.* realizaram alocação de FACTS defasadores exaustivamente, ou seja, alocando um FACTS em cada fim de elemento de transmissão, enquanto que o ângulo de fase foi variado sobre uma ampla escala. Para cada localização simulada, calculou-se um coeficiente de desempenho que avalia a sobrecarga nas linhas de transmissão e tensões fora dos limites mínimos e máximos a fim de garantir um comportamento aceitável do sistema, do ponto de vista operacional. Assim, o local ótimo do FACTS foi encontrado pelo menor coeficiente de desempenho. Para se avaliar o desempenho quanto a sobrecarga nas linhas de transmissão, os autores propuseram 4 zonas de operação para as linhas: (i) Zona de emergência, onde o fluxo através da linha é maior que o limite térmico; (ii) Zona de alerta: onde o fluxo através da linha é próximo do limite térmico, porém menor; (iii) Zona usual onde o fluxo é menor que o limite térmico e não é próximo deste, (iv) Zona não-utilizável, onde o fluxo através da linha é consideravelmente menor que o limite térmico.

Hertem *et al.* (2003) alertaram quanto a erros introduzidos pela utilização do modelo linear de fluxo de carga que incorpora os PSTs (*Phase-Shift Transformer*). Segundo os autores, a defasagem angular introduzida pelos PSTs tende a descaracterizar as condições básicas para utilização do modelo DC, introduzindo

erros além dos aceitáveis. Esses erros foram calculados comparando-se os resultados obtidos por fluxos de carga modelo DC e AC.

Verboomen *et al.*, (2006) utilizaram a técnica evolutiva Enxame de Partículas para obterem as defasagens angulares ótimas de dois transformadores defasadores (TDs) instalados na rede elétrica da Holanda e Bélgica. Esses TDs têm por objetivo melhorar a capacidade de transmissão entre esses países, França e Alemanha e diminuir as perdas elétricas. Como se trata de uma função multi-objetivo, as mesmas foram tratadas pelo Método dos Pesos Ponderados, o qual apresentou um bom desempenho.

Mahdad *et al.* (2006) fizeram um estudo da alocação de SVC (Static VAR compensator) e TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitors) através de métodos heurísticos, usados para resolver problemas de ordem combinatorial. O ambiente usado para teste foi um sistema de 9 barras, onde foram realizados testes com e sem FACTs, sob diferentes condições de carga. A estabilidade da tensão foi testada partindo-se de um ponto de estabilidade operacional, e, aumentando-se a carga, até o ponto de singularidade do fluxo de potência ser atingido. O TCSC se mostrou mais eficiente que o SVC. O SVC permite aumentar a estabilidade do sistema também, mas o TCSC permite uma margem de carregamento levemente maior que o SVC. Porém, o autor alerta que outros testes devem ser feitos em sistemas maiores para comprovar a teoria.

Outra abordagem quanto a aplicação de compensadores angulares se refere aos ajustes dos taps desses dispositivos levando em consideração a avaliação dinâmica, ou seja, avaliações exatas obtidas em tempo real, tal como temperaturas do condutor, temperatura ambiente e velocidades de vento, a fim de obter as capacidades térmicas de linhas de transmissão e pelos ajustes dos taps aumentá-las. Assim, nessa linha de atuação, Satoh *et al.* (2007) propuseram um método para calcular a posição dos *taps* de um transformador defasador considerando o efeito da avaliação dinâmica. No método proposto, a sensibilidade entre fluxos de potência e capacidades da transmissão e a relação entre ângulos de fase e limites das linhas foi utilizada. A sensibilidade foi obtida usando uma

aproximação quadrática e as variações dos pontos de operação foram atualizadas ao longo do processo iterativo.

Para linhas aéreas de transmissão, os elementos chaves da avaliação dinâmica são a temperatura do condutor, sua composição, a temperatura ambiente e a velocidade do vento. Atualmente, a capacidade térmica é determinada utilizando temperaturas e velocidades de vento supondo-se condições de tempo críticas. Conseqüentemente, as capacidades térmicas não são ótimas e os recursos da transmissão não podem ser utilizados totalmente. Assim, a avaliação dinâmica pode aumentar capacidades térmicas sem exceder limites. Neste estudo, as velocidades de vento foram mantidas constantes, e a temperatura do condutor variou. A capacidade da transmissão é calculada usando a relação entre temperatura, fluxo de potência ativa e as capacidades de transmissão. Os estudos mostraram que a variação dos taps do TD melhorou a capacidade de transmissão de potência dessas linhas, mostrando que um TD com *taps* variáveis pode ser operado dinamicamente em função da temperatura dos condutores, com ganho no fluxo de potência.

### **2.3.2 Estado da Arte para Mercados Competitivos**

Antigamente na Europa, as redes elétricas eram pequenas, em sua maioria nacionais, servidas por uma única companhia local integrada verticalmente. O controle de potência era conhecido e controlado re-despachando plantas de potência. As interconexões eram somente para emergência ou manutenção do sincronismo. Entre esses sistemas isolados havia e ainda há poucas conexões.

Com a liberalização do mercado de eletricidade passaram a existir transações físicas de potências obedecendo a leis de mercado. No entanto, os fluxos nas redes devem obedecer às leis de Kirchhoff, o que incorreu em inesperados “fluxos em loops” ou fluxos paralelos. Com isso, o operador de transmissão do sistema deve operar com larga margem de segurança.

Entretanto, FACTS podem reduzir esses “fluxos em loops” ou fluxos paralelos, e permitir trabalhar mais próximo aos limites operacionais e com grandes

benefícios econômicos.

Com relação a mercados competitivos, sabe-se que pode não ser possível atender a todos os contratos bilaterais, devido às restrições de operação tais como níveis de tensão e sobrecargas nas linhas. Assim, algumas medidas corretivas podem ser tomadas como a saída de ramos (linhas ou transformadores), mudança de taps de transformadores, re-despacho de plantas de geração e ou o uso de FACTS.

Levando em consideração a aplicação de FACTS a modelos reestruturados, Singh e David (2001) propuseram um modelo para alocar FACTS do tipo TCSC e TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulators), de modo a minimizar o custo de produção de um mercado pool-bilateral e o custo de aquisição desses equipamentos. Nesse artigo, a relação custo-benefício foi analisada levando em conta fatores como a taxa de interesse e o tempo de recuperação do capital. A alocação dos FACTS foi feita selecionando-se algumas linhas candidatas a terem os FACTS nela instalados. Essa seleção se faz através da análise das relações de sensibilidade (fluxo de potência ativa nas linhas e os parâmetros ajustáveis dos dispositivos). Para se decidir quanto a melhor localização foi calculado um índice de severidade da linha, que está relacionado à sobrecarga nessa linha, ou seja, quanto maior a sobrecarga, maior esse índice. A linha com maior índice positivo deve alocar um TCPAR e a linha com maior valor negativo deve alocar um TCSC.

Cai *et al.* (2004) desenvolveram um algoritmo para alocar quatro diferentes tipos de FACTS (UPFC, TCSC, TCPST e SVC) em um mercado desregulamentado de energia utilizando AG. Os critérios a serem minimizados pelos AG levaram em conta custos de investimento dos FACTS e as ofertas dos participantes do mercado. Assim, cada tipo de FACTS tem uma função custo específica.

Nesse trabalho, os AG selecionaram a melhor a posição, tipo de FACTS e a variação das grandezas dos mesmos. De um modo geral o TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*) se mostrou mais apropriado, embora o UPFC seja o FACTS mais versátil, tendo por inconveniente um custo de investimento muito elevado.

Shao e Vittal (2006) propuseram ajustes nos controles de FACTS a fim de aliviar sobrecargas e violações de tensão causadas por contingências. Um conjunto de parâmetros sensíveis aos FACTS foram deduzidos e incluídos como restrições de desigualdades no FPO utilizado.

Nessa linha de ajustar dispositivos já instalados, Granelli *et al.*(2006) fizeram um estudo para otimizar a topologia da rede e ajustar os ângulos dos controladores de ângulo, de modo a reduzir os fluxos paralelos, utilizando algoritmos genéticos. As variáveis de controle consideradas foram os estados dos disjuntores das subestações e ângulo dos defasadores. O problema foi formulado como uma otimização multi-objetivo e o principal objetivo foi minimizar os fatores distribuídos de transferência de potência (PTDF) e violação de fluxo pelas linhas sem e com contingências. Para se alterar a topologia da rede, o sistema de controle permitiu o desligamento de linhas, mudança de uma linha ou transformador de um barramento de subestação para outro, e a operação de compensadores de ângulo, incluindo a possibilidade de alocar um novo compensador de ângulo em uma posição de um conjunto de posições candidatas.

Basicamente a metodologia englobou três ações: reconfiguração da rede somente pela operação dos disjuntores; apenas a operação dos compensadores e, implementação das duas ações ao mesmo tempo. O resultado se mostrou melhor para a opção 3, em que a reconfiguração da rede foi aliada a alocação e operação de compensadores.

Os testes foram feitos usando um modelo real de 4531 barras, 5898 linhas, 1431 transformadores e 467 geradores com uma carga de 265,13 GW, localizado na Europa. No corredor França-Suíça, somente utilizando a mudança da topologia por meio da operação de disjuntores de subestação, conseguiu-se uma redução de 34% nos fluxos paralelos. Utilizando-se também o recurso dos compensadores de ângulo existentes e planejados, poder-se-ia reduzir para apenas 4% do valor base os fluxos paralelos ou fluxos em *loops*, demonstrando a eficácia da operação dos compensadores por meio do algoritmo.

### 2.3.3 Análise do Estado da Arte

Tendo em vista a experiência de outros pesquisadores na alocação de dispositivos defasadores na rede elétrica, a estratégia proposta nesse trabalho é a adoção dos AG para resolver a alocação de TCPST, juntamente com um Fluxo de Potência Ótimo com base no Método Primal-Dual de Pontos Interiores que estabelece o ajuste dos defasadores e análise de desempenho de cada solução testada. A formulação matemática para a metodologia é baseada em critérios que minimizam as sobrecargas nas linhas e custos dos dispositivos.

Como esse problema tem grandes proporções, propõe-se também realizar um pré-estudo estabelecendo-se apenas alguns ramos do sistema de transmissão como candidatos à alocação de TCPST. Assim, preliminarmente, propõe-se estabelecer dois conjuntos de linhas candidatas à alocação de defasadores. O primeiro é baseado na matriz de sensibilidade de fluxo de potência em relação aos ajustes de defasagem angular ( $\Phi$ ), tal qual realizado por Singh e David (2001), sendo que as linhas cujos valores de sensibilidade são elevados, indicam que nelas há maior impacto nos fluxos nas linhas para variações de defasagens angulares. Essas linhas formam o conjunto  $\Phi_1$  de linhas candidatas à alocação de defasadores. O segundo grupo é formado pelos elementos previamente diagnosticados pela utilização de um FPO com Relaxamento de Restrições de Fluxo nas Linhas e Transformadores como utilizado em Fernandes, Lenzi e Mikilita (2008). Nesse caso, quando um sistema, para uma determinada condição de carga e operação, opera fora das condições operacionais (violação de limites de tensão e fluxos nas linhas), o seu FPO é divergente. Uma das possibilidades de se obter convergência é relaxando, por exemplo, os limites de fluxo. Assim, simulando um FPO com esse critério de otimização, é possível descobrir quais as linhas com sobrecargas e que seriam sérias candidatas a alocação de TCPST a fim de se restabelecer os fluxos admissíveis exigidos pelo operador do sistema. Essas linhas formam o conjunto  $\Phi_2$  de linhas candidatas à alocação de defasadores.

A união desses conjuntos fornece um conjunto de linhas mais indicadas a terem alocação de TCPST, sendo, portanto, utilizadas para restringir o campo de busca.

Como o problema a ser resolvido é de múltiplos objetivos, cabe colocar algumas considerações sobre esse ramo da otimização matemática.

## **2.4 OTIMIZAÇÃO MULTI-OBJETIVO**

A otimização multi-objetivo é o ramo da otimização matemática que busca desenvolver métodos de resolução para problemas em que se identificam vários e diferentes objetivos a serem satisfeitos. A motivação para o uso e desenvolvimento desses procedimentos é o tratamento simultâneo de todos os objetivos identificados no problema. Em problemas com um único objetivo, a solução ótima é obtida através da simples maximização (ou minimização) de uma função objetivo de variáveis de decisão sujeita a uma série de restrições práticas. Diferentemente disso, a análise multiobjetivo seleciona a solução de melhor compromisso em um cenário em que há múltiplos objetivos. Aqui, busca-se a otimização do conjunto das funções objetivo, através de critérios e julgamento das alternativas de solução possíveis.

Ou seja, um problema de otimização multi-objetivo consiste em determinar um vetor de variáveis de decisão, que otimiza uma função vetorial, cujos elementos representam os índices de desempenho a serem otimizados. A solução que minimiza um índice provavelmente não minimiza os outros índices, sendo assim, necessário introduzir o conceito de Otimalidade de Pareto. Segundo esse conceito, uma solução viável para um problema de programação multi-objetivo é uma solução de Pareto, se não existir outra solução que irá produzir uma melhora em um objetivo sem causar uma degradação em pelo menos um dos outros objetivos (LIN, 1976).

Em um problema de otimização multi-objetivo cabe colocar que o conceito de solução ótima para o problema abordado é substituído por possíveis soluções denominadas eficientes ou Pareto-ótimas. E, como não se conhece a importância de cada um dos objetivos todas as soluções Pareto-ótimas são igualmente importantes

(PEREIRA e MANTOVANI, 2006).

Existem diversos métodos para obtenção do conjunto de soluções Pareto (LIN, 1976): método dos pesos, método das restrições, método com hierarquia, método do critério global, programação de metas e outros.

Quando o problema se resolve por AG, ou sempre que o problema possui múltiplos objetivos, o mesmo pode ser aliado ao Critério da Otimalidade de Pareto afirmando-se que a lista-Pareto é preenchida com os indivíduos dominantes para cada objetivo individualmente. Ou seja, segundo o conceito de dominância, uma solução domina a outra quando esta solução não é pior que as outras em todos os objetivos ou quando a mesma é estritamente melhor que as outras em pelo menos um objetivo (PEREIRA e MANTOVANI, 2006).

A abordagem multiobjetivo é a busca da solução ótima do problema obedecendo aos múltiplos objetivos que o caracterizam. Isto acaba dando um caráter vetorial ao problema. Por esta razão formam-se dois grandes grupos de soluções:

- Há soluções que, considerando todos os objetivos propostos, são piores que outras. Estas são chamadas de soluções dominadas;
- Há ainda soluções que, quando comparadas com todas as outras, serão melhores em um ou mais objetivos e piores em outro ou outros. Nesta situação não dá para comparar soluções ou dizer qual é a melhor. Estas soluções são chamadas eficientes, não-dominadas ou ainda soluções de Pareto-ótimas, sendo que a determinação deste conjunto é o alvo principal da abordagem multiobjetivo. Desconhecendo-se o comportamento das funções do problema, o que se deseja é obter um grande número de soluções não-dominadas para que se possa caracterizar a região de soluções eficiente, também denominada de Pareto-ótimas.

Algoritmos evolucionários são apropriados para problemas de otimização multiobjetivo porque lidam simultaneamente com um conjunto de possíveis soluções, no qual permitem encontrar um conjunto de soluções Pareto-ótimas em uma única simulação, o que não acontece com técnicas tradicionais de programação matemática onde cada solução é obtida e deve ser guardada para compor um

conjunto de soluções Pareto-ótima (COELLO, 1999).

Na literatura é possível encontrar uma variedade de métodos como forma de resolver um problema de otimização multiobjetivo. Segundo ARRUDA *et al.* (2006), estes métodos de resolução de problemas de otimização multiobjetivo podem ser classificados em dois grupos:

- definidas prioridades e/ou pesos entre os vários objetivos de interesse, encontra-se a solução ótima segundo estas informações fornecidas *a priori*;
- sem nenhuma informação adicional, encontra-se o conjunto das soluções ótimas de Pareto para dentre estas, se escolher uma *a posteriori*.

Exemplos de métodos do primeiro grupo são Método do Critério Global, Recozimento Simulado e Métodos Evolucionários em que se combinam as diversas funções objetivo dentro de uma única função, obtendo como resultado da otimização uma solução única. Por outro lado, existem outros métodos evolucionários que se enquadram no segundo grupo calculando um grande número de soluções ótimas de Pareto para uma escolha pessoal posterior.

Os Algoritmos Genéticos utilizam uma função objetivo única como os métodos do primeiro grupo, mas calculam através de uma técnica elitista, um conjunto de soluções das quais são selecionadas as soluções de Pareto, como os métodos do segundo grupo.

Para a construção da função de avaliação do AG podem ser utilizados os seguintes métodos de modelagem de problemas de otimização multiobjetivo: o método do critério global, método das ponderações e método da penalização, os quais são detalhados a seguir.

#### **2.4.1 Método do Critério Global (GUPTA e SIVAKUMAR, 2002)**

O método do critério global utiliza um valor estabelecido como ideal para cada função como base de cálculo para definir o grau de aptidão (*fitness*) de um indivíduo. Esse método converte a função multi-objetivo em um único objetivo sendo expresso matematicamente pela seguinte função:

$$\min \sum_{i=1}^n \left( \frac{f_i^* - f_i}{f_i^*} \right)^P \quad (2.5)$$

onde  $f^*$  é o valor ideal,  $n$  é a quantidade de objetivos e  $P$  um valor normalmente definido como 1 ou 2.

No entanto, critérios com grandezas diferentes podem dominar a avaliação final e com isso prejudicar critérios com magnitudes menores. Assim, é possível calcular o desempenho de um indivíduo adaptando o método do critério global, estimando a melhor e a pior solução como forma de normalizar a rede (WESTPHAL, 2006). O método do critério global é apresentado a seguir:

$$\min \sum_{i=1}^n \left( \frac{f_i - f_i^*}{f_{\max_i} - f_i^*} \right) \quad (2.6)$$

onde  $f_{\max_i}$  é o pior caso para o critério  $i$ ,  $f_i$  é o resultado do critério  $i$  para o indivíduo 'x' e  $f_i^*$  é o valor ideal para o objetivo  $i$ . Ao normalizar a rede, os resultados ficam dentro da faixa [0;1].

#### 2.4.2 Método das Ponderações (COELLO, 1999)

Este método consiste na aplicação de um peso aos critérios da função objetivo. Na prática, o método é útil na geração de subconjuntos de Pareto caracterizados pelas preferências impostas pelos pesos utilizados em cada objetivo. Portanto não é viável, a geração de todo o conjunto de Pareto-ótimo através desse método. Matematicamente o método é expresso por:

$$F = \sum_{i=1}^n w_i \cdot f_i \quad (2.7)$$

onde  $w_i$  é o peso que pode ser usado para dar mais relevância a uma função de tal modo que  $\sum_{i=1}^n w_i = 1$ .

### 2.4.3 Método da Penalidade (CASTILHO, 2003)

Essa técnica penaliza essencialmente as soluções infactíveis. Isso é feito alterando a função de aptidão por meio da adição de um termo de penalidade. Portanto, funções de penalidades funcionam como um guia em direção a soluções factíveis. A maior dificuldade do método é definir a função de penalidade, cabendo ao projetista essa tarefa. A preocupação é como determinar a penalidade de tal maneira que se tenha um balanço na direção de aptidão e que a informação seja preservada.

Conforme sugerido por GEN e CHEN (1997), existem dois caminhos para formular a função de avaliação em conjunto com a penalidade. Uma forma é adicionar um termo de penalidade à função objetivo que se deseja minimizar, conforme equação a seguir:

$$F(x) = f(x) + pen(x) \quad (2.8)$$

se  $x$  é factível, então  $pen(x) = 0$ ; caso contrário,  $pen(x) > 0$ , onde  $f(x)$  é a função objetivo e  $pen(x)$  é a função de penalidade.

A outra maneira é multiplicar a função objetivo pela função de penalidade:

$$F(x) = f(x) \cdot pen(x) \quad (2.9)$$

se  $x$  é factível, então  $pen(x) = 1$ ; caso contrário,  $pen(x) > 1$ .

## 2.5 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

A técnica de AG utilizada para alocar os TCPSTs requer uma avaliação de cada novo estado da rede, com a instalação e ajuste dos equipamentos selecionados, que é obtido com a resolução de um Fluxo de Potência Ótimo.

Originalmente, o FPO foi desenvolvido com o objetivo de definir um conjunto de ações de controle que eliminem as violações operativas do sistema de transmissão, tais como violações no perfil de tensão de barras do sistema, violações no carregamento dos circuitos, desbalanços entre carga e geração, dentre outras.

Desde a formulação original de CARPENTIER (1962), diversos métodos foram propostos para a resolução do FPO. Dentre eles destacam-se: Método do Gradiente Reduzido (DOMMEL e TINNEY, 1968); Método de Injeções Diferenciais (CARPENTIER, 1983); Método de Newton (SUN *et al.*, 1984); Método de Programação Linear Sucessiva (ALSAÇ *et al.*, 1990); Método Primal-Dual de Pontos Interiores – MPDPI.

Destes, o MPDPI proposto por Granville (1994) e também explorado por Latorre (1995) aplicado em problemas de FPO apresenta, em geral, duas estratégias distintas. A primeira aplica o método a um problema de programação linear obtido pela linearização das equações de balanço de potência ativa e reativa do algoritmo de FP. A segunda consiste em aplicar o MPDPI diretamente ao problema de programação não-linear original do FPO.

Esta segunda estratégia mantém a direção de busca dentro da região delimitada pelas restrições, transformando as inequações do problema em equações de igualdades através da introdução de variáveis de folga e considerando a não-negatividade das mesmas através da adição de uma função barreira logarítmica na função objetivo (GRANVILLE, 1994).

O problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO), formulado inicialmente por CARPENTIER (1962), determina o estado de uma rede elétrica que otimiza uma determinada função-objetivo e satisfazendo um conjunto de restrições físicas e operacionais.

Caracterizado como um problema de programação não-linear com restrições, o problema de FPO pode ser formulado genericamente como:

$$\min f(u) \quad (2.10)$$

Sujeito a:

$$g(u) = 0 \quad (2.11)$$

$$h^{\min} \leq h(u) \leq h^{\max} \quad (2.12)$$

onde

u: vetor de variáveis do sistema;

$f(u)$ : função objetivo a ser otimizada;

$g(u)$ : vetor de restrições de igualdade;

$h(u)$ : vetor de restrições de desigualdade.

As restrições de igualdade básicas do FPO correspondem às equações de balanço de potência do fluxo de carga:

$$\mathbf{Pg} - \mathbf{Pd} = \text{real} [\dot{\mathbf{V}} \cdot (\dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}})^*] \quad (2.13)$$

$$\mathbf{Qg} - \mathbf{Qd} = \text{imag} [\dot{\mathbf{V}} \cdot (\dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}})^*] \quad (2.14)$$

onde

$\mathbf{Pg}$  : vetor com geração de potência ativa com dimensão  $(nb \times 1)$ ;

$\mathbf{Pd}$  : vetor de demanda de potência ativa com dimensão  $(nb \times 1)$ ;

$\mathbf{Qg}$ : vetor com geração de potência reativa com dimensão  $(nb \times 1)$ ;

$\mathbf{Qd}$ : vetor de demanda de potência reativa com dimensão  $(nb \times 1)$ ;

$\dot{\mathbf{V}}$  : vetor com tensão fasorial com dimensão  $(nb \times 1)$ ;

$\dot{\mathbf{Y}}$  : matriz de admitância de barra com dimensão  $(nb \times nb)$ .

As restrições de desigualdade correspondem às restrições de canalização nas variáveis e restrições funcionais do tipo máximo carregamento em circuitos. Estas restrições refletem limites de operação dos equipamentos ou alguma política operativa específica. Desta forma, as principais restrições de desigualdades utilizadas em problemas de FPO são apresentadas a seguir em sua forma geral:

$$\mathbf{Pg}^{\min} \leq \mathbf{Pg} \leq \mathbf{Pg}^{\max} \quad (2.15)$$

$$\mathbf{Qg}^{\min} \leq \mathbf{Qg} \leq \mathbf{Qg}^{\max} \quad (2.16)$$

$$-\mathbf{fl}^{\max} \leq \mathbf{fl}(\dot{\mathbf{V}}, \mathbf{a}) \leq \mathbf{fl}^{\max} \quad (2.17)$$

$$\mathbf{V}^{\min} \leq |\dot{\mathbf{V}}| \leq \mathbf{V}^{\max} \quad (2.18)$$

$$\mathbf{a}^{\min} \leq \mathbf{a} \leq \mathbf{a}^{\max} \quad (2.19)$$

onde

$\mathbf{Pg}^{\min}$ ,  $\mathbf{Pg}^{\max}$ : limite mínimo e máximo de geração de potência ativa;

$Qg^{min}$ ,  $Qg^{max}$ : limite mínimo e máximo de geração de potência reativa;

$fl$ : fluxo de potência ativa;

$fl^{max}$ : limite máximo de fluxo de potência ativa;

$V^{min}$ ,  $V^{max}$ : magnitude de tensão nas barras;

$a^{min}$ ,  $a^{max}$ : limite mínimo e máximo de *taps* de transformadores.

Maiores detalhes sobre o método de resolução do FPO pelo Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual está no Anexo A.

## 2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo foi realizada uma revisão bibliográfica a respeito da tecnologia FACTS, de técnicas para alocação de TCPST em redes de Transmissão, programação multi-objetivo e Fluxo de Potência Ótimo.

Uma gama de artigos significativos foi descrita, com o objetivo de obter os melhores resultados possíveis para a proposta adotada.

### 3 ALGORITMOS GENÉTICOS

#### 3.1 INTRODUÇÃO

O problema de alocação de dispositivos FACTS é complexo e pode ser resolvido com o auxílio de métodos heurísticos.

Um algoritmo é considerado um método heurístico quando não há conhecimentos matemáticos completos sobre seu comportamento, ou seja, quando, sem oferecer garantias, o algoritmo procura resolver problemas complexos utilizando uma quantidade não muito grande de recursos, especialmente no que diz respeito ao consumo de tempo para encontrar soluções de boa qualidade.

Métodos heurísticos podem ser usados para resolver problemas de otimização combinatorial. Os algoritmos heurísticos buscam a solução dentro de um sub-espço de um espaço de busca total. Dão uma boa solução em um tempo computacional razoável, mas não asseguram que seja atingido um ótimo global, podendo convergir para mínimos ou máximos locais. A maior vantagem está em não serem limitados por restrições no espaço de busca como continuidade ou existência da derivada da função custo (GERBEX, 2001).

Os métodos heurísticos dividem-se em quatro grupos principais: meta-heurísticas de buscas por entornos, de relaxação, construtivas e evolutivas (SUCUPIRA, 2004).

Na busca por entornos, o algoritmo percorre o espaço de busca levando em conta, fundamentalmente, a vizinhança da solução, definida como o conjunto de soluções que podem ser obtidas a partir da aplicação de algum operador à solução atual. Como exemplo pode-se citar a GLS (*Guided Local Search*), Recozimento Simulado (*Simulated Annealing*), Busca Tabu e Busca Reativa.

Nos métodos heurísticos de relaxação, busca-se simplificar o problema criando um problema relaxado e utilizando cada solução encontrada como guia para

problema original. Um exemplo é a Relaxação Lagrangeana, que remove algumas restrições de um problema de programação linear, atribui um peso (multiplicador de Lagrange) a cada uma delas e altera a função objetivo para penalizar as soluções que seriam inviáveis no problema.

Os métodos construtivos definem de forma meticulosa o valor de cada componente da solução. O GRASP (*Greedy Randomized Adaptive Search Procedure*) é o mais citado, sendo que cada iteração é composta por uma fase construtiva e uma fase de busca por entornos. Em cada passo da fase construtiva selecionam-se os componentes que causam melhor efeito se adicionados à solução atual e em seguida acrescenta-se um desses elementos, selecionado aleatoriamente, à solução (SUCUPIRA,2004).

E por último, os evolutivos lidam com uma população de soluções, que evolui, principalmente, através da interação entre seus elementos. Dentre os exemplos entre os evolutivos, podem-se citar os algoritmos genéticos, algoritmos de estimação de distribuição, busca dispersa e enxame de partículas (SWARM).

A técnica chamada Enxame de Partículas foi desenvolvida por James Kennedy e Russell Eberhart, com base no comportamento de pássaros em revoadas, modelado pelo biólogo Frank Heppner.

É um método baseado no comportamento de um enxame de animais que trabalham juntos para obter uma situação favorável, proteção, busca por comida, etc. As partículas, como os membros do enxame são chamados no algoritmo, voam em torno de um espaço multidimensional. Esse estado pode ser descrito pela posição atual  $X$  e velocidade  $V$ , que são vetores  $d$ -dimensionais. Em cada iteração a velocidade é recalculada, sendo que a velocidade de cada partícula  $i$  depende da velocidade anterior, representada pela matriz diagonal de inércia,  $H_i$ . Esse termo determina quão nervoso o enxame de partículas se comporta.

Já os AG, são algoritmos evolutivos inspirados na Teoria de Seleção Natural. Eles atuam sobre uma população de indivíduos baseados no fato de que os indivíduos com boas características genéticas têm maiores chances de sobrevivência e de produzirem indivíduos cada vez mais aptos, enquanto os

indivíduos menos aptos tendem a desaparecer. Os AG trabalham sempre com as áreas mais promissoras do espaço de busca (HAUP e HAUP, 1998).

Nos AG, normalmente, cada indivíduo da população, corresponde a uma solução para um dado problema. Um mecanismo de reprodução, baseado em processo evolutivo, é aplicado sobre a população atual com o objetivo de explorar o espaço de busca e determinar melhores soluções para o problema (RABELO e OCHI, 1996).

Toda tarefa de busca ou otimização possui vários elementos, entre eles o espaço de busca, onde são consideradas todas as possibilidades de solução de um determinado problema, e a função de avaliação, ou função de custo, que é uma maneira de avaliar as soluções no espaço de busca. Existem muitos métodos de busca e funções de avaliação (GOLDBERG, 1997).

Os AG diferem dos métodos tradicionais de busca e otimização, principalmente em quatro aspectos (GOLDBERG, 1997; REZENDE, 2003):

1. Trabalham com uma codificação do conjunto de parâmetros e não com os próprios parâmetros;
2. Trabalham com um espaço de busca, onde estão todas as possíveis soluções do problema;
3. Utilizam informação de custo ou recompensa e não derivadas ou outro conhecimento auxiliar;
4. Utilizam regras de transição probabilísticas e não determinísticas.

Os AG são eficientes para busca de soluções ótimas, ou aproximadamente ótimas, em uma grande variedade de problemas, pois não impõem muitas das limitações encontradas nos métodos de busca tradicionais. Baseiam-se na evolução biológica e são capazes de identificar e explorar fatores ambientais e convergir para soluções ótimas em níveis globais, contornando a ocorrência de ótimos locais. Além de seguir uma estratégia de gerar e testar soluções muito elegantes são capazes de identificar e explorar aspectos do ambiente onde o problema está inserido e convergir globalmente para soluções ótimas ou aproximadamente ótimas (HOLLAND, 1975; GOLDBERG, 1997).

Como diversos trabalhos têm sido desenvolvidos com a aplicação, e comprovada eficácia dos AG na alocação de FACTS, como em Gerbex *et al.* (2001), Granelli *et al.* (2006) e Paterni *et al.* (1999), essa técnica foi escolhida para ser aplicada nesse trabalho.

### 3.2 CARACTERÍSTICAS GERAIS

Como os AG são inspirados na teoria da seleção natural, no qual são privilegiados os indivíduos mais aptos com maior longevidade e, portanto, com maior probabilidade de reprodução, indivíduos com mais descendentes têm mais chance de perpetuarem seus códigos genéticos nas próximas gerações.

Estes princípios são imitados na construção de algoritmos computacionais. No processo de reprodução são aplicados os operadores genéticos de mutação e cruzamento, entre outros, que atuam sobre o material genético armazenado nos cromossomos e, com isso, tem-se a variabilidade dos indivíduos na população. A sobrevivência do mais adaptado é determinada pela seleção natural.

Como a aplicação de operadores genéticos tem como objetivo a produção de novos indivíduos a partir de indivíduos existentes, o princípio básico dos operadores é fazer com que a população, através de sucessivas gerações, estenda a busca até chegar a um resultado satisfatório. A grande utilidade destes operadores é fazer com que a população se diversifique e mantenha características de adaptação adquiridas pelas gerações anteriores.

A engenharia busca lançar mão de técnicas matemáticas, computacionais e outras, para racionalizar a resolução de um problema prático. Nesse contexto, o uso de AG tem obtido grande êxito, em diversos problemas de otimização, tais como otimização de funções matemáticas, otimização combinatorial, otimização de planejamento, otimização de *layout* de circuitos, otimização de distribuição, etc.

Porém, a dificuldade maior consiste na codificação do problema, ou seja, em traduzir o problema numa forma estruturada em vetores ou cadeias de valores

binários, reais ou inteiros. Esta estrutura é chamada de indivíduo ou cromossomo, e cada *bit* chamado de gene.

Cada indivíduo representa o conjunto de parâmetros de variáveis da Função Objetivo (FO) cuja resposta será maximizada ou minimizada. O conjunto de todas as configurações que o indivíduo pode assumir forma o espaço de busca. Por exemplo, se o indivíduo representa  $n$  parâmetros de uma função, então o espaço de busca é um espaço com  $n$  dimensões. A maioria das representações genotípicas utiliza vetores de tamanho finito com um alfabeto também finito (REZENDE, 2003).

Normalmente, o genótipo de um indivíduo é representado por um vetor binário, onde cada elemento do vetor denota uma ou outra característica de uma determinada propriedade. Os elementos podem ser combinados formando as características reais do indivíduo, ou seja, o seu fenótipo. Portanto, essa representação é independente do problema, pois uma vez encontrada a representação em vetores binários, as operações padrões podem ser utilizadas, facilitando o seu emprego em diferentes classes de problemas (SPEARS *et al.*, 1993).

A representação binária é historicamente importante, uma vez que foi utilizada nos trabalhos pioneiros de John Holland (HOLLAND, 1975). Além disso, ainda é a representação mais utilizada, por ser de fácil utilização, manipulação e simplicidade de análise. Contudo, se um problema tem parâmetros contínuos e o usuário desejar trabalhar com maior precisão, provavelmente acabará utilizando longos indivíduos para representar soluções, necessitando de uma grande quantidade de memória. Outro aspecto a ser observado é a não-uniformidade dos operadores, por exemplo, se o valor real de um gene for codificado por um vetor binário, a mutação nos primeiros valores binários do gene afetará mais a aptidão do indivíduo que a mutação nos seus últimos valores (REZENDE, 2003).

A aptidão do indivíduo depende do seu desempenho e é calculada através da função de avaliação. Em problemas de otimização, a própria FO é a candidata natural ao cargo de função de avaliação ou função de aptidão. Assim, pode-se dizer que a função de avaliação é dependente do problema em particular. Esta função

recebe como entrada o indivíduo e faz o cálculo da aptidão, ou grau de adaptação, retornando esta informação.

### 3.3 ESTRUTURA BÁSICA DE UM AG

Toda aplicação com AG consiste em buscar uma solução ótima dentro de um espaço de busca pré-determinado. Uma vez definido o espaço de busca, definida a forma de representação de cada indivíduo ou conjunto deles, através de uma codificação apropriada, cria-se uma população inicial e avalia-se essa população. A avaliação é o elo entre o AG e o mundo externo. A avaliação é feita através de uma função que melhor representa o problema e tem por objetivo fornecer uma medida de aptidão de cada indivíduo na população corrente, que irá dirigir o processo de busca. Funções de avaliação são específicas de cada problema e são conhecidas como *fitness*, ou função objetivo, refletindo, desta forma, sua habilidade de adaptação ao ambiente.

Após o cálculo do *fitness*, passa-se à etapa de seleção. Nesta fase os indivíduos mais aptos da geração atual são selecionados. Esses indivíduos são utilizados para gerar uma nova população por cruzamento. Cada indivíduo tem uma probabilidade de ser selecionado proporcional à sua aptidão.

Então, segue-se ao cruzamento (*cross-over*), em que os indivíduos selecionados na etapa anterior são cruzados, podendo ou não sofrer ainda o processo de mutação, concluindo a reprodução de uma nova geração que precisa ser novamente avaliada, até que seja atingido a maximização ou minimização do problema, ou seja, o resultado convirja para um mínimo ou máximo que tende a ser global, ou até que um número máximo de gerações seja atingido.

A Figura 3.1 mostra um fluxograma simplificado do processo que envolve um AG.

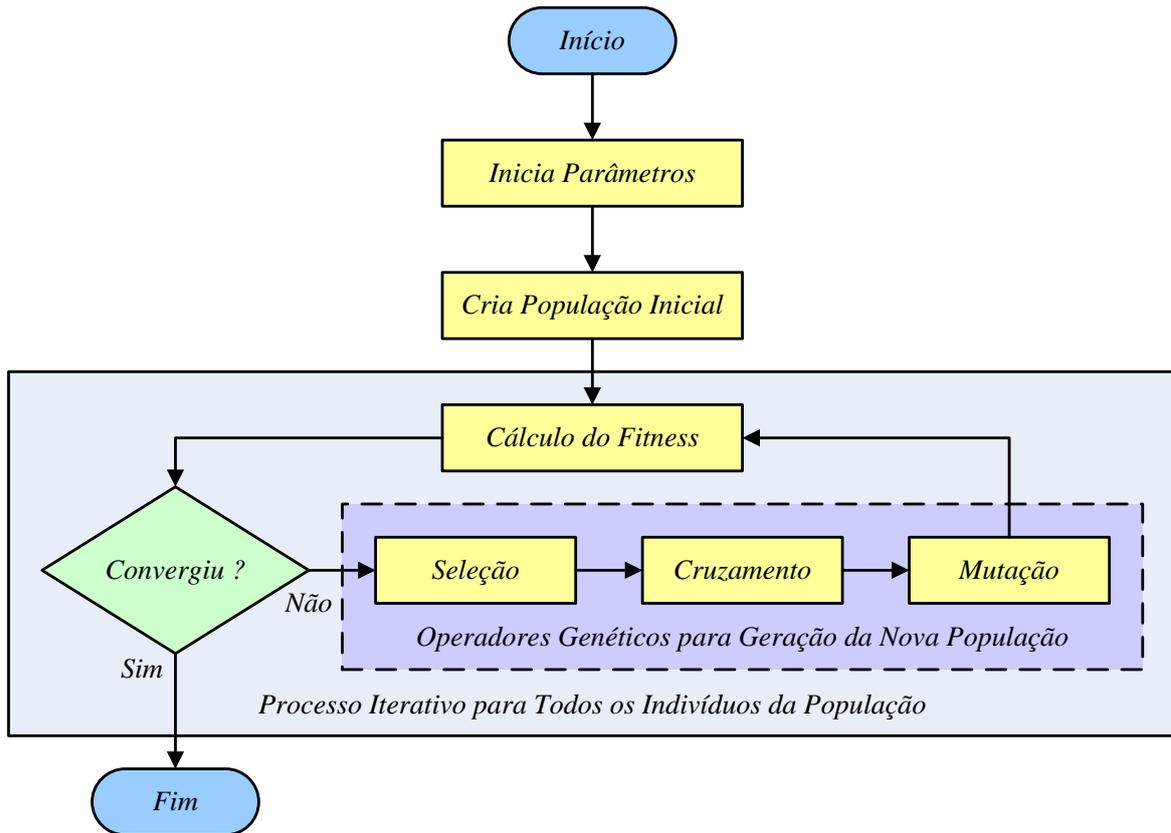


FIGURA 3.1 – FLUXOGRAMA BÁSICO DE UM AG (SZUVOVIVSKI ,2008)

### 3.4 OPERADORES GENÉTICOS

Os operadores genéticos transformam a população através de sucessivas gerações, buscando melhorar a aptidão ou *fitness* dos indivíduos. Os operadores genéticos são necessários para que a população se diversifique e mantenha as características de adaptação adquiridas pelas gerações anteriores. Basicamente, os AG utilizam três operadores: seleção, cruzamento e mutação.

#### 3.4.1 Seleção

Os AGs simples operam com um número fixo de indivíduos na população ao longo das gerações. Então, a cada geração, devem-se selecionar quais indivíduos possuem cópias e quais tendem a desaparecer. Logo, surge a

necessidade de um operador de seleção, cujo objetivo é selecionar os indivíduos que sofrerão cruzamento e mutação. A seleção pode ser definida de maneira simples como sendo a escolha probabilística de indivíduos de uma população tendo como base as suas aptidões e, da mesma forma que ocorre no processo de seleção natural, os indivíduos mais qualificados ou aptos, de acordo como a FO, têm mais chances de serem selecionados. Há muitos métodos para selecionar o melhor cromossomo. Exemplos são: seleção por roleta, seleção Boltzman, seleção por campeonato, seleção por classificação, seleção por estado estacionário, e outras.

Algumas delas serão descritas a seguir.

#### 3.4.1.1 Seleção por Roleta

Nesse método, os pais são selecionados de acordo com sua adequação, ou seja, quanto melhores são os indivíduos mais chances de serem selecionados.

Assim, supõe-se que sobre uma roleta são colocados todos os indivíduos da população. O lado de cada seção da roleta é proporcional ao valor da adequação de cada indivíduo: quanto maior for esse valor, mais larga a seção (Figura 3.2).

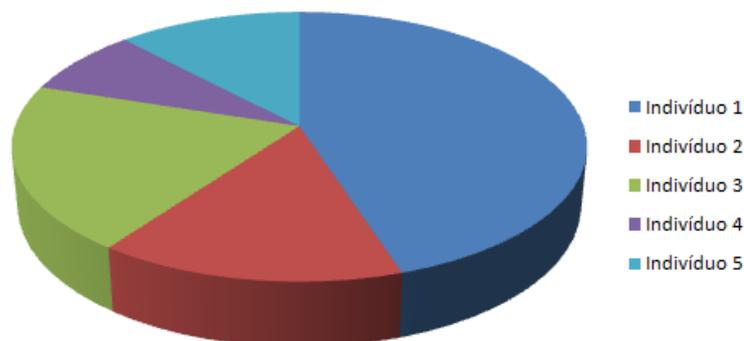


FIGURA 3.2 – SELEÇÃO POR ROLETA

Uma bolinha é lançada na roleta e o indivíduo onde ela pára é selecionado. Evidentemente os indivíduos com maiores valores de adequação serão

selecionados mais vezes. A roleta é girada tantas vezes quantas forem necessárias para obter o número requerido de indivíduos para o cruzamento e mutação.

### 3.4.1.2 Seleção por Classificação

O método anterior de seleção tem problemas quando há grandes diferenças entre os valores de adequação. Por exemplo, se a melhor adequação dos cromossomos é 90% da soma de todas as adequações, então haverá cromossomos com chances muito baixas de serem selecionados.

Na seleção por classificação, primeiro classifica-se a população e então atribui-se a cada cromossomo um valor de adequação determinado pela sua classificação. O pior terá adequação igual a **1**, o segundo pior **2** e assim por diante, de forma que o melhor terá adequação igual a ***N***, sendo *N* o número de cromossomos da população.

Porém, todos os cromossomos têm uma chance de serem selecionados. Entretanto, este método pode resultar em menor convergência, porque os melhores cromossomos não se distinguem muito dos outros.

### 3.4.1.3 Elitismo

Quando se cria uma nova população por cruzamento e mutação, tem-se uma grande chance de perder os melhores cromossomos. O elitismo busca a repetição dos cromossomos com melhores resultados na próxima geração a fim de evitar que todos os bons cromossomos sejam alterados pelo cruzamento e pela mutação, desta forma, o uso de elitismo permite que o algoritmo convirja mais rapidamente para uma solução.

Da mesma forma que com os parâmetros genéticos, deve-se tomar cuidado com o uso de elitismo, pois quanto maior for o número de cromossomos a serem mantidos, maior a probabilidade de se convergir para um máximo local, uma vez que a população anterior é mantida.

Como exemplo, uma população com sete indivíduos, conforme apresentado na TABELA 3.1, em que seus respectivos valores de aptidão absoluta são apresentados juntamente com as aptidões relativas.

TABELA 3.1 – EXEMPLO DE POPULAÇÃO COM SEUS INDIVÍDUOS E APTIDÕES

(SZUVOVIVSKI , 2008)

Indivíduo	Aptidão Absoluta	Aptidão Relativa
1	15	0,21
2	4	0,05
3	19	0,26
4	5	0,07
5	9	0,13
6	8	0,11
7	12	0,17
Total	72	1 ou 100%

Para um elitismo de dois indivíduos, têm-se garantidos na próxima geração, sem sofrer qualquer modificação, os indivíduos 1 e 3 (SZUVOVIVSKI, 2008).

#### 3.4.1.4 Torneio

No Método do Torneio,  $n$  indivíduos da população são selecionados aleatoriamente, e aquele com maior aptidão, entre os  $n$  indivíduos, é selecionado para a população intermediária. O processo é repetido até que a população intermediária seja preenchida. Geralmente utiliza-se 2 ou 3 indivíduos para a disputa do torneio.

Este método é muito utilizado, pois oferece a vantagem de não exigir que a comparação seja feita entre todos os indivíduos da população e possui a vantagem da não-geração de super-indivíduos, pois a chance do indivíduo com maior grau de aptidão ser selecionado para um torneio é a mesma de um indivíduo de menor grau, independentemente de seu grau de aptidão ser alto.

Um exemplo de torneio entre 3 indivíduos para os indivíduos da TABELA 3.1 é apresentado na Figura 3.3.

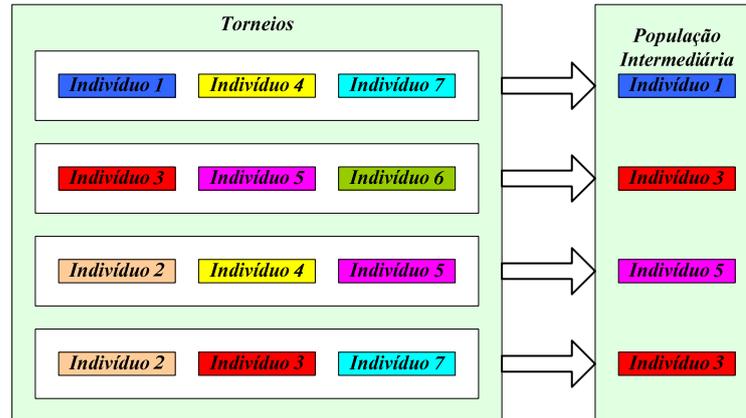


FIGURA 3.3 – MÉTODO DE TORNEIO

Neste exemplo, os indivíduos 1, 3 e 5 formarão a população intermediária para sofrer os cruzamentos e mutações para gerar a nova população. Observa-se ainda neste método que o indivíduo menos apto, mesmo que selecionado para um torneio, nunca gerará descendentes, pois nunca vencerá o torneio (SZUVOVIVSKI, 2008).

### 3.4.2 Cruzamento

O operador de cruzamento tem a função de combinar os cromossomos dos pais, para gerar os cromossomos dos filhos, e é necessário para que a população se diversifique e mantenha características de adaptação adquiridas pelas gerações anteriores. Existem vários tipos de operadores de cruzamento, uns desenvolvidos para serem mais genéricos e outros mais adequados a um tipo de codificação de cromossomos.

Durante a fase de reprodução, selecionam-se indivíduos da população que serão recombinados para formarem descendentes, que, por sua vez, constituirão a geração seguinte. O cruzamento é o operador responsável pela recombinação de características dos pais durante o processo reprodutivo, permitindo que as próximas gerações herdem essas características. Ele é considerado o operador genético

predominante, por isso é aplicado com probabilidade dada pela taxa de cruzamento entre 70 e 100% (ÁVILA, 2002).

Quanto maior for essa taxa, mais rapidamente novas estruturas serão introduzidas na população. Mas se for muito alta, estruturas com boas aptidões poderão ser retiradas mais rapidamente que a capacidade da seleção em criar melhores estruturas. Se a taxa for muito baixa, a busca pode estagnar.

Existem diversos tipos de operadores de cruzamento, porém, os mais tradicionais são cruzamento em um ponto, cruzamento em dois pontos e cruzamento disperso.

### 3.4.2.1 Cruzamento em 1 Ponto

O cruzamento em um ponto consiste em dividir os cromossomos selecionados num ponto de sua cadeia, onde este ponto é escolhido aleatoriamente. Após isso, copia-se uma parte dos cromossomos de cada pai, para gerar os cromossomos dos novos filhos. É comum neste método de cruzamento, os pais gerarem dois novos filhos, mas pode-se criar qualquer quantidade de filhos, desde que, o número de alelos permita o número desejado de combinações diferentes. A Figura 3.4 apresenta um exemplo deste método de cruzamento.

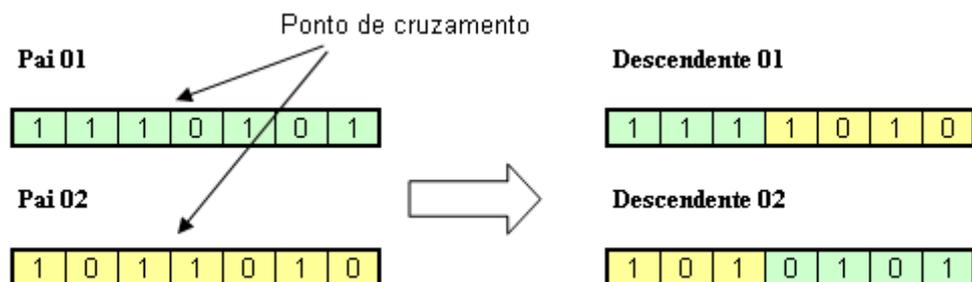


FIGURA 3.4 – OPERADOR DE CRUZAMENTO EM UM PONTO

### 3.4.2.2 Cruzamento em 2 Pontos

No cruzamento em dois pontos procede-se de maneira similar ao cruzamento de um ponto, ou seja, selecionam-se aleatoriamente dois pontos de

corde do cromossomo e, a partir desses pontos, realiza-se a troca de material cromossômico entre os dois indivíduos, gerando desta forma dois descendentes, como representado na Figura 3.5.

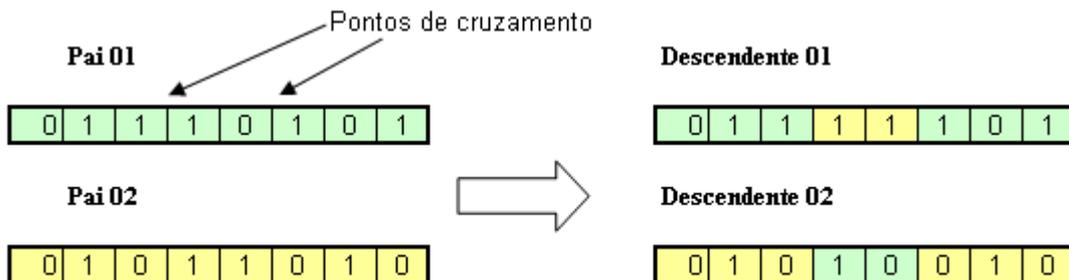


FIGURA 3.5 – CRUZAMENTO EM DOIS PONTOS

Percebe-se, então, que um dos descendentes fica com a parte central de um dos pais e as partes extremas do outro pai e vice versa. (SZUVOVIVSKI, 2008).

### 3.4.2.3 Cruzamento Disperso

O cruzamento disperso consiste em gerar cada gene do descendente, copiando o correspondente gene de um dos pais, onde este gene é escolhido de acordo com uma máscara gerada aleatoriamente. No processo de criação do cromossomo, percorre-se todas as posições da máscara analisando seus valores, quando o valor da posição corrente for 1, o gene do primeiro pai, referente a mesma posição da máscara, é copiado, caso o valor da máscara for 0, será copiado o gene do segundo pai. No término do processo estará gerado o novo descendente, conforme mostrado na Figura 3.6.

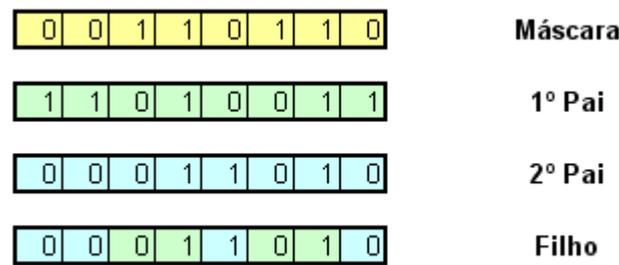


FIGURA 3.6 – CRUZAMENTO DISPERSO

### 3.4.3 Mutação

Mutação é a troca aleatória do valor contido nos genes de um cromossomo por outro valor válido. No caso de uma codificação binária troca-se de 0 para 1 e vice-versa. Da mesma forma que para o cruzamento, utiliza-se uma taxa de mutação que normalmente varia entre 0,1% e 10%. Para cada bit da seqüência de caracteres, sorteia-se se ocorrerá ou não a mutação; no caso de ocorrência, o bit será trocado por outro valor válido; como mostrado na Figura 3.7.

O operador de mutação permite alterar alguns indivíduos de modo a abranger todo o espaço de busca, evitando que o valor busque a convergência num mínimo ou máximo local. A que se tomar cuidado com taxas muito altas de mutação, que podem tornar a busca bastante aleatória e aumentar o tempo computacional.

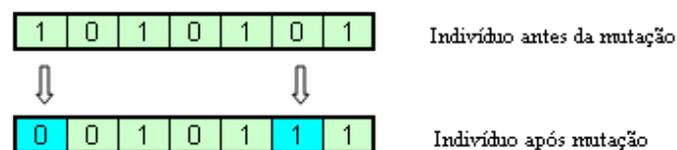


FIGURA 3.7 – MUTAÇÃO

## 3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Esse capítulo teve por finalidade apresentar as características principais dos AGs, que é a técnica heurística escolhida para solução do problema de

otimização combinatorial envolvido na alocação de dispositivos defasadores em redes de transmissão de energia elétrica, a ser formulado no próximo capítulo.

## 4 MODELAGEM MATEMÁTICA

### 4.1 INTRODUÇÃO

O problema da alocação de TCPST's requer a determinação de em qual (ou quais) ramo da rede de transmissão se deve instalá-lo, especificando o tamanho (ajuste máximo) requerido pelo sistema a fim de contornar os problema de gargalos de transmissão.

Assim, o objetivo desse capítulo é apresentar a formulação matemática do problema de otimização que permite a alocação de dispositivos defasadores angulares de tensão em uma rede de transmissão, cujas funções objetivo são: minimização da sobrecarga total da rede e dos custos de instalação dos TCPSTs.

A avaliação dos critérios de otimização requerem a solução das equações de balanço de potência ativa e reativa e de ajustes dos defasadores, os quais são obtidos pela solução de um FPO, a ser descrito em detalhes nesse capítulo.

A fim de se diminuir o campo de busca para obtenção da solução desse problema de otimização, apresenta-se, ainda nesse capítulo, uma análise de sensibilidade que visa obter um conjunto de melhores ramos candidatos à instalação de TCPSTs.

Finalmente, é apresentada a codificação dos indivíduos utilizados pelos Algoritmos Genéticos, bem como os parâmetros dos AGs adotados para a realização do processo iterativo.

### 4.2 MODELAGEM DO TCPST

O modelo utilizado para representar um TCPST, instalado em série a um ramo de admitância  $\dot{y}_{im}$  é um transformador ideal com relação  $1:\dot{i}_{im}$  como representado na Figura 4.1.

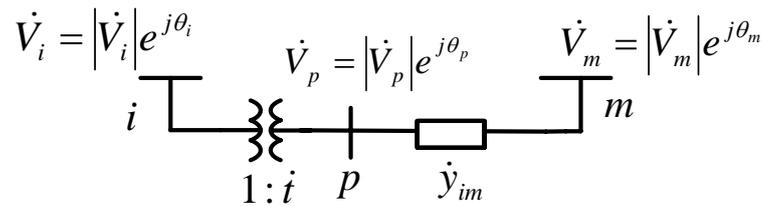


FIGURA 4.1 – TRANSFORMADOR COM RELAÇÃO  $\dot{t}_{im} = e^{j\phi_{im}}$

A relação entre as fases das tensões  $\dot{V}_p$  e  $\dot{V}_i$  é igual a  $\phi_{im}$ , ou seja:

$$\theta_p = \theta_i + \phi_{im} \quad (4.1)$$

Aplicando-se convenientemente a relação (4.1) no modelo da Figura 4.1, a corrente  $\dot{I}_{im}$  passa a ser a seguinte:

$$\dot{I}_{im} = |\dot{t}_{im}|^2 \cdot \dot{y}_{im} \cdot \dot{V}_i - \dot{t}_{im}^* \cdot \dot{y}_{im} \cdot \dot{V}_m \quad (4.2)$$

E, a corrente  $\dot{I}_{mi}$  é dada por:

$$\dot{I}_{mi} = \dot{y}_{im} \cdot \dot{V}_m - \dot{t}_{im} \cdot \dot{y}_{im} \cdot \dot{V}_i \quad (4.3)$$

A injeção líquida de corrente na barra  $i$  pode ser obtida aplicando-se a Primeira Lei de Kirchhoff à situação geral apresentada na Figura 4.1.

$$\dot{I}_i = \sum_{m \in \Omega_i} \dot{I}_{im} \quad i=1, \dots, nb \quad (4.5)$$

onde  $\Omega_i$  é o conjunto das barras vizinhas da barra  $i$ .

Assim:

$$\dot{I}_i = \sum_{m \in \Omega_i} (|\dot{t}_{im}|^2 \cdot \dot{y}_{im}) \cdot \dot{V}_i + \sum_{m \in \Omega_i} (-\dot{t}_{im}^* \cdot \dot{y}_{im}) \cdot \dot{V}_m \quad (4.6)$$

$$\dot{I}_m = \sum_{i \in \Omega_m} (-\dot{i}_{im} \cdot \dot{y}_{im}) \cdot \dot{V}_i + \sum_{i \in \Omega_m} \dot{y}_{im} \cdot \dot{V}_m \quad (4.7)$$

### 4.3 CRITÉRIOS DE OTIMIZAÇÃO

A FO, a ser minimizada durante o processo de alocação de TCPST e avaliada pelos AG, considera os custos, ou seja:

$$FO = \min[f_1, f_2] \quad (4.8)$$

onde

$f_1$  : custo de sobrecarga total da rede;

$f_2$  : custo dos TCPST.

A avaliação da FO é feita para a pior situação que é a de carga pesada no horário de pico.

Como essa questão de alocação é um problema de otimização multi-objetivo cabe colocar que não existe uma solução ótima para o problema abordado e sim um conjunto de possíveis soluções denominadas eficientes ou Pareto-ótimas.

Os Algoritmos Genéticos utilizam uma função objetivo única, calculando através de técnicas elitistas, um conjunto de soluções das quais são selecionadas as soluções de Pareto.

Através de análises prévias, verificou-se que o custo total de sobrecarga é da mesma ordem de grandeza que o custo de instalação de TCPST. Assim, optou-se pela utilização do Método das Ponderações (equação 2.7), que converte os dois objetivos em uma única função, expressa matematicamente pela seguinte equação:

$$FO = \min[w_1 \cdot f_1 + w_2 \cdot f_2] \quad (4.9)$$

sendo que adotou-se  $w_1 = 0,5$  e  $w_2 = 0,5$ , de modo que  $w_1 + w_2 = 1$ , considerando-se que deseja-se atribuir pesos equivalentes.

A seguir, passa-se à descrição dos critérios de avaliação considerados.

### 4.3.1 Minimização do Custo das Sobrecargas nas Linhas

Como o principal objetivo da instalação dos TCPST é o de diminuir sobrecargas nas linhas de transmissão, considerou-se o seguinte critério de minimização:

$$f_1 = Penalty \cdot \sum_{im \in \Omega} (Pl_{im} - Pl_{im}^{max}) \cdot nH \cdot nY \quad (4.10)$$

onde  $Pl_{im}$  é o fluxo de potência ativa total no ramo  $i$ ,  $Pl_{im}^{max}$  é o fluxo máximo admitido nesse ramo,  $\Omega$  é o conjunto dos ramos com limites de fluxo de potência ativa atingidos, Penalty (\$/MWh) é o valor de penalidade pago pela rede de transmissão devido a congestionamentos,  $nH$  é o número de horas por ano para condição de carga considerada, ou seja, pesada, e  $nY$  é o número de anos analisados.

### 4.3.2 Minimização de Custo de Instalação de Dispositivos Defasadores

Deseja-se alocar os TPCSTs com o menor custo possível. Como esse custo depende da faixa de variação angular proporcionada pelo dispositivo, da potência do dispositivo e da tensão nominal, a literatura apresenta diversas fórmulas de custo linear.

Patterni *et. al.* (1999) propuseram a alocação de FACTS na rede de transmissão francesa usando uma função custo, a qual, além de constantes não-especificadas, possui forte influência do fluxo de potência ativa máximo admissível da linha e da faixa de variação do ângulo de defasagem, conforme (4.11).

$$Custo\_TCPST = \sum_{i=1}^{nTCPST} a + (c + b \cdot \alpha_{max}) \cdot Pl_{im}^{max} \quad (4.11)$$

onde

$Custo\_TCPST$  : custo total de instalação do TCPST;

a,b,c :constantes

$flmax_l$  : fluxo de potência ativa máximo admissível na linha  $l$ ;

$\alpha_{\max}$  : limite máximo de ajuste do TCPST ( em graus).

CAI et. al. (2004), propuseram a alocação de TCPSTs numa rede hipotética de dez barras, e a função custo utilizada foi a expressa em (4.12).

$$Custo\_TCPST = \sum_{i=1}^{nTCPST} d \cdot Pl_i^{\max} + CI \quad (4.12)$$

onde

$d$  : custo de capital;

$flmax_i$  : fluxo de potência ativa máximo admissível na linha  $i$ ;

$CI$ : custo de instalação.

Esses exemplos de modelagem norteiam o fato de que o custo do dispositivo depende da capacidade nominal da linha ou transformador junto ao qual ele será inserido em série.

Devido a dificuldades de se obter as constantes contidas em (4.11) e (4.12), decidiu-se por uma modelagem mais simples:

$$f_2 = \sum_{i=1}^{nTCPST} a \cdot Slmax_i \quad (4.13)$$

onde

$a$ : custo do TCPST (\$/kVA);

$Slmax_i$ : máxima potência aparente do ramo  $i$ ;

$nTCPST$ : número de TCPSTs alocados.

O número máximo de TCPSTs a ser alocado pode variar de 1 a  $nTCPST$ .

#### 4.4 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

A técnica de AG usada para resolver o problema de otimização formulado em (4.9) requer uma avaliação de cada novo estado da rede com a instalação dos equipamentos selecionados. Como se deseja também dimensionar o parâmetro de controle do TCPST (*ângulo* máximo), deve-se prever um ajuste ótimo do ângulo dos

TCPSTs. Assim, utilizou-se um FPO, resolvido pelo Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual, tal como formulado de (2.10) a (2.19), acrescido da nova variável de otimização que é o ajuste de  $\phi$ , para determinação de cada estado da rede.

$$\min \text{Loss} = \sum_{i=1}^{npg} (Pg_i - Pd_i) \quad (4.14)$$

Sujeito a

$$\mathbf{Pg} - \mathbf{Pd} = \mathbf{P} \quad (4.15)$$

$$\mathbf{Qg} - \mathbf{Qd} = \mathbf{Q} \quad (4.16)$$

$$\mathbf{Pg}^{\min} \leq \mathbf{Pg} \leq \mathbf{Pg}^{\max} \quad (4.17)$$

$$\mathbf{Qg}^{\min} \leq \mathbf{Qg} \leq \mathbf{Qg}^{\max} \quad (4.18)$$

$$\mathbf{V}^{\min} \leq |\dot{\mathbf{V}}| \leq \mathbf{V}^{\max} \quad (4.19)$$

$$\mathbf{a}^{\min} \leq \mathbf{a} \leq \mathbf{a}^{\max} \quad (4.20)$$

$$\mathbf{\phi}^{\min} \leq \mathbf{\phi} \leq \mathbf{\phi}^{\max} \quad (4.21)$$

onde

$npg$ : número de unidades geradoras;

$\mathbf{Pg}$ : geração de potência ativa;

$\mathbf{Qg}$ : geração de potência reativa;

$\mathbf{P}$ : injeção de potência ativa;

$\mathbf{Q}$ : injeção de potência reativa;

$\mathbf{Pg}^{\min}, \mathbf{Pg}^{\max}$ : limite mínimo e máximo de geração de potência ativa;

$\mathbf{Qg}^{\min},$  limite mínimo e máximo de geração de potência reativa;

$\mathbf{Qg}^{\max}$ :

$|\dot{\mathbf{V}}|$ : magnitude de tensão nas barras;

$\mathbf{V}^{\min}, \mathbf{V}^{\max}$ : limite mínimo e máximo de magnitude de tensão;

$\mathbf{a}$ : taps para magnitudes de tensão dos transformadores;

$\mathbf{a}^{\min}, \mathbf{a}^{\max}$ : limite mínimo e máximo de taps;

$\mathbf{\phi}$ : defasagem angular dos TCPSTs;

$\mathbf{\phi}^{\min}, \mathbf{\phi}^{\max}$ : limite mínimo e máximo de  $\mathbf{\phi}$ .

Para o modelo descrito, as equações (4.15) e (4.16) representam as equações de balanço de potência ativa e reativa, as equações (4.17) e (4.18) representam os limites de geração, (4.19) impõem limites de magnitudes de tensão, (4.20) representa os limites nas relações de transformação das magnitudes de tensão e (4.21) os limites nas relações de transformação angular dos TCPSTs.

Segundo a literatura, é mais comum a utilização da minimização do custo de produção em (4.14), inclusive na função objetivo da equação (4.8). No entanto, como o sistema brasileiro é predominantemente hidráulico e o custo de produção das hidráulicas é muito baixo e dependente de condições hidrológicas, optou-se, por simplicidade, pela minimização das perdas de transmissão como função objetivo do FPO.

#### 4.5 REDUÇÃO DE CAMPO DE BUSCA

Como o problema normalmente trata de sistemas de grandes proporções, assume-se que apenas algumas linhas da rede elétrica são candidatas à alocação de TCPSTs. Assim, preliminarmente, pode-se fazer um diagnóstico dos diversos conjuntos de linhas candidatas da seguinte forma, conforme proposto por Singh e David, (2001).

(i) Através do cálculo da relação de sensibilidade de cada linha:

$$S_{i,i} = \frac{\partial P_{l_i}}{\partial \mathbf{phi}} \quad i=1, \dots, nl \quad (4.22)$$

onde

$P_{l_i}$  : fluxo de potência ativa na linha,

$\mathbf{phi}$  : ângulo de defasagem, obtidas do FPO.

As linhas, cujos valores de sensibilidade  $S_{i,i}$  são elevados, indicam que nelas há maior impacto nos fluxos para variações angulares de tensão. Esses ramos formam o conjunto  $\Phi_1$  de ramos candidatos à alocação de TCPSTs.

(ii) Quando os limites de fluxo de potência nos ramos são violados, o FPO não converge. Assim, em situações problemáticas de sobrecarga nos ramos, essa ferramenta apenas converge se forem dadas alternativas para se modificar o conjunto de factibilidade do problema. Uma das maneiras de se fazer isso é admitir pequenas sobrecargas nos ramos, relaxando as restrições de fluxo como utilizado em Fernandes, Lenzi e Mikilita (2008). Esses ramos formam o conjunto  $\Phi_2$  de barras candidatas à alocação de TCPSTs.

O FPO com relaxamento de restrições de fluxo foi formulado penalizando o vetor  $\varphi_{flow}$  que possibilita a alteração dos limites mínimos e máximos de fluxos circulantes pelos ramos:

$$\min \quad \mathbf{U}_{flow}^t \cdot \varphi_{flow} \quad (4.23)$$

s.a

$$\mathbf{Pg} - \mathbf{Pd} = \mathbf{P} \quad (4.24)$$

$$\mathbf{Qg} - \mathbf{Qd} = \mathbf{Q} \quad (4.25)$$

$$\mathbf{Pg}^{\min} \leq \mathbf{Pg} \leq \mathbf{Pg}^{\max} \quad (4.26)$$

$$\mathbf{Qg}^{\min} \leq \mathbf{Qg} \leq \mathbf{Qg}^{\max} \quad (4.27)$$

$$\mathbf{V}^{\min} \leq |\dot{\mathbf{V}}| \leq \mathbf{V}^{\max} \quad (4.28)$$

$$\mathbf{a}^{\min} \leq \mathbf{a} \leq \mathbf{a}^{\max} \quad (4.29)$$

$$\mathbf{phi}^{\min} \leq \mathbf{phi} \leq \mathbf{phi}^{\max} \quad (4.30)$$

$$0 \leq \varphi_{flow_i} \leq \varphi_{\max} \quad i = 1, \dots, nl \quad (4.31)$$

$$-Pl_i^{\max} - \varphi_{flow_i} \cdot Pl_i^{\max} \leq Pl_i \leq Pl_i^{\max} + \varphi_{flow_i} \cdot Pl_i^{\max} \quad (4.32)$$

$$i = 1, \dots, nl$$

onde

$\varphi_{flow}$  : variável de otimização que limita os valores de fluxos mínimos e máximos dos circuitos selecionados pelo vetor  $\mathbf{U}_{flow}$ . Esse vetor tem dimensão  $(nl \times 1)$  e contempla valores unitários nas posições referentes aos transformadores que se deseja restringir os valores de fluxo, sendo os demais elementos nulos;

$\varphi_{\max}$  : indica percentagem que se deseja incrementar cada  $Pl_i^{\max}$ . Se for utilizado 0,20, significa que não se deseja acrescentar o limite de fluxo máximo mais que 20 % de  $Pl_i^{\max}$ ;

$nl$ : número de linhas e transformadores.

Cada componente do vetor  $\varphi_{\text{flow}}$  está restrito a valores maiores que zero. O valor ideal é 0, que implica em não alterações dos limites de fluxo. Para as posições  $j$  do vetor  $\varphi_{\text{flow}}$ , que se referem às linhas e aos transformadores cujos limites não são selecionados para a relaxação, assume-se que  $\varphi_{\text{flow}} = 0$ .

Desse modo, simulando um FPO com esse critério de otimização, é possível descobrir quais as linhas com sobrecargas e que seriam sérias candidatas a alocação de TCPST a fim de se restabelecer os fluxos admissíveis exigidos pelo operador do sistema.

Propõem-se adotar como conjunto final,  $\Phi$ , de ramos candidatos a alocação de TCPST a união dos conjuntos  $\Phi_1$  e  $\Phi_2$ .

#### 4.6 CODIFICAÇÃO DOS INDIVÍDUOS

A fim de se resolver o problema de otimização representado na equação (4.9) através de Algoritmos Genéticos, utilizou-se o aplicativo Matlab, uma vez que o mesmo já possui uma biblioteca com várias *toolboxes*, e entre elas a toolbox de AG. Assim, o Matlab tornou-se uma ferramenta essencial para a realização do trabalho, sendo necessário transformar o problema de modo compreensível pelo AG do Matlab.

Para tanto, utilizou-se uma codificação de indivíduos na qual um indivíduo pode ter o código para alocação de um, dois ou três equipamentos. A escolha de quantos equipamentos devem ser alocados é do usuário, e a partir daí o número de bits necessários de cada indivíduo é determinado.

Por exemplo, para um sistema de 400 linhas candidatas, caso se escolha alocar três TCPSTs, o indivíduo é composto por 18 bits, de forma que do bit 1 ao 6 está o código referente ao ponteiro que indica em qual linha será alocado o primeiro TCPST. Do bit 7 ao 12 está o código referente ao segundo ponteiro e do bit 13 ao 18 ao terceiro. O valor do ponteiro aponta para uma posição do vetor  $\Phi$  dos ramos candidatos a receber um TCPST, ou seja, indicam qual elemento recebe um TCPST.

A quantidade de *bits* necessária depende do tamanho do sistema a ser simulado, e da opção de linhas candidatas a receber um defasador angular.

Se do bit 13 ao 18, todos forem iguais a 0, nenhum TCPST é alocado na posição 3, conforme Figura 4.2.

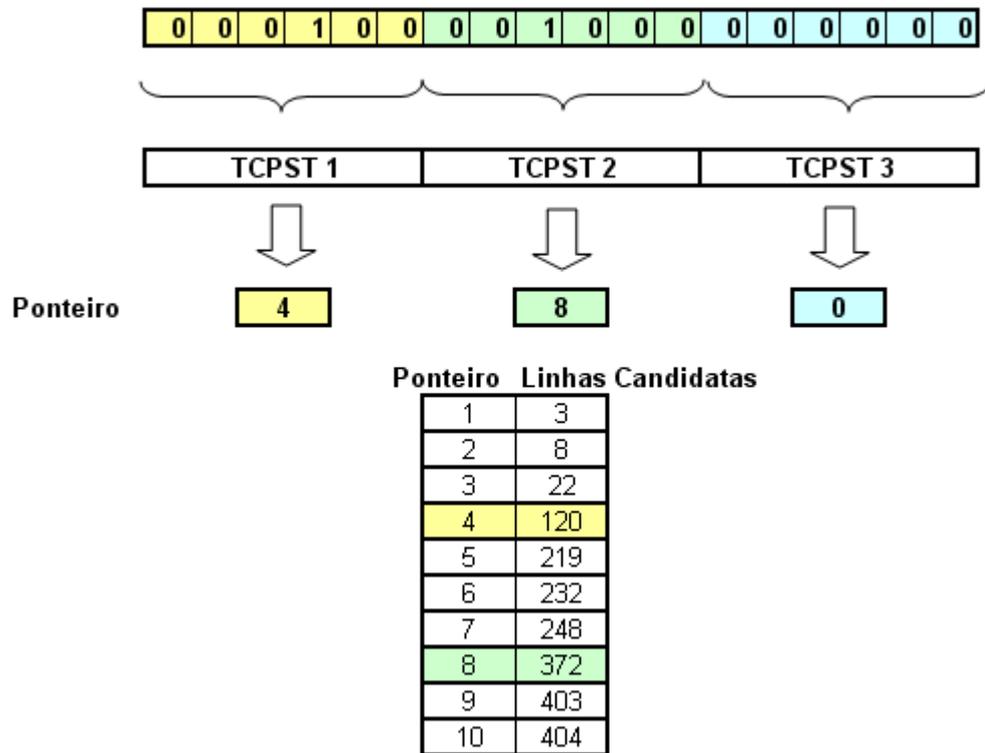


FIGURA 4.2 – DECODIFICAÇÃO DO TCPST

A decodificação do indivíduo representado na Figura 4.2, apresenta uma solução para o problema. Assim, os ramos candidatos a receberem os defasadores, estão apresentados na Tabela 4.1.

TABELA 4.1: EXEMPLO DE DECODIFICAÇÃO DE UM INDIVÍDUO

Equip.	Bits	Solução
1° TCPST	000100	Ramo 120
2° TCPST	001000	Ramo 372
3° TCPST	000000	Não Aloca

## **4.7 MEMÓRIA**

Foi introduzido um processo de memória na metodologia com a finalidade de acelerar a convergência do processo iterativo. A idéia principal (SZUVOVISKI, 2008) é relativamente simples: memorizar soluções já avaliadas para evitar a repetição dos cálculos, evitando assim, um esforço computacional desnecessário.

Ressalta-se, entretanto, que são memorizadas as soluções decodificadas e já avaliadas e não os indivíduos, pois, analisando o processo de decodificação, nota-se que diferentes indivíduos podem gerar uma mesma solução.

Quanto mais soluções são testadas, mais resultados são armazenados na memória e, por conseqüência, nas próximas gerações mais resultados são encontrados na memória, acelerando o processo de convergência dos AG.

## **4.8 AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA INSTALAÇÃO DOS TCPSTS**

Basicamente, os impactos que os TCPST provocam em uma rede elétrica são no sentido de aumentar os ganhos de produção, diminuir o corte de carga a fim de levar o sistema à região de factibilidade, atenuar sobrecarga nas linhas, aumentar o carregamento do sistema e melhorar estabilidade transitória.

Depois de finalizada a escolha dos melhores pontos para instalação de TCPSTs, e a fim de se avaliar cada uma das influências provocadas pela instalação dos mesmos, propõe-se a realização de algumas simulações que permitam analisá-las melhor.

As simulações utilizam um Fluxo de Potência Ótimo cujos critérios de otimização são corte de carga (sob condições normais e sob contingências) e máxima transferência de potência.

### **4.8.1 MODELAGEM DO CORTE DE CARGA (MIKILITA, 2005)**

O principal objetivo da operação de um sistema elétrico de potência é o suprimento do seu mercado de energia atendendo requisitos de qualidade,

continuidade e economia. Assim sendo, o sistema deve operar com menor número de interrupções, com manutenção adequada dos níveis de tensões e frequência e com atendimento da carga ao menor custo global.

Os estudos necessários para que esses objetivos sejam atingidos são realizados pela área de planejamento da operação de curto prazo que tem, entre outras, a função de fornecer aos operadores e despachantes do sistema subsídios para que os mesmos possam operá-lo dentro da região de segurança.

Esses estudos verificam o comportamento do sistema em regime permanente e avaliam se os níveis de tensão nas barras e os fluxos de potência nas linhas de transmissão e transformadores para uma determinada configuração do sistema e uma determinada condição geração-carga atendem aos critérios estabelecidos pelas concessionárias e pelo operador do sistema. Essas análises são feitas para diversas condições de carga e diversas indisponibilidades de circuitos de transmissão, transformadores ou banco de transformadores ou ainda indisponibilidades de unidades geradoras. Inicialmente, buscam-se medidas corretivas, tais como: re-despacho de unidades geradoras, remanejamento de carga, desligamentos de circuitos, abertura de barramentos, chaveamentos de capacitores e/ou reatores e controle de tensão via ajuste de *taps* dos transformadores. Estas medidas são adotadas de modo a levar o sistema a atender aos critérios pré-estabelecidos pela operação. Mas, quando as mesmas não são suficientes para retornar o sistema a essas condições, devem-se realizar cortes de carga.

Como a presença dos TCPSTs tende melhorar a distribuição de fluxos pela rede, é de se esperar que a presença deles também diminua os valores de corte de carga necessários tanto para condição normal quanto para diversas contingências.

A fim de se comprovar esse benefício, foi utilizada a formulação para corte de carga proposta em Mikilita, (2005), que é a seguinte:

$$CC = \mathbf{u}^t \cdot \Delta \mathbf{Pd} \quad (4.33)$$

onde  $\mathbf{u}^t$  é um vetor unitário de dimensão  $(nc \times 1)$  ( $nc$  é o número de barras a

serem cortadas) e  $\Delta \mathbf{Pd}$  são os cortes a serem minimizados. As barras a serem cortadas estão armazenadas no vetor  $\mathbf{Ic}$ , de dimensão  $(nc \times 1)$ .

Para que a variável  $\Delta \mathbf{Pd}$  possa modificar os valores de carga, esta é introduzida nas equações de balanço de potência ativa e reativa que podem ser compactamente representadas por:

$$\mathbf{Pg} - \mathbf{Pd}(\Delta \mathbf{Pd}) = \mathbf{P}(\mathbf{x}, \mathbf{a}) \quad (4.34)$$

$$\mathbf{Qg} - \mathbf{Qd}(\Delta \mathbf{Pd}) = \mathbf{Q}(\mathbf{x}, \mathbf{a}) \quad (4.35)$$

onde

$$\mathbf{Pd}(\Delta \mathbf{Pd}) = \mathbf{Pd}^0 - \mathbf{U}_m \Delta \mathbf{Pd} \quad (4.36)$$

$$\mathbf{Qd}(\Delta \mathbf{Pd}) = \mathbf{Qd}^0 - \mathbf{U}_m \Delta \mathbf{Qd} \quad (4.37)$$

sendo  $\mathbf{Pd}^0$ ,  $\mathbf{Qd}^0$  os valores iniciais das cargas ativas e reativas,  $\Delta \mathbf{Pd}$  são os cortes a serem minimizados e  $\mathbf{U}_m$  é uma matriz de incidência de dimensão  $(nb \times nc)$ , formada do seguinte modo:

$$\mathbf{U}_m = [\mathbf{Um}_{ij}] \quad (4.38)$$

onde

$$\mathbf{Um}_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{se } i = \mathbf{Ic}(j) \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.39)$$

O corte de potência reativa  $\Delta \mathbf{Qd}$  é feito de tal modo a se manter o fator de potência da carga original, ou seja (BARBOZA, 2001):

$$\Delta \mathbf{Qd} = \text{diag}\{\mathbf{tg}[\text{arc}(\cos \mathbf{fp})]\} \cdot \Delta \mathbf{Pd} \quad (4.40)$$

onde  $\mathbf{fp}$  é o vetor de dimensão  $(nc \times 1)$  dos fatores de potência da carga original.

Então, utilizando-se as equações (4.17) a (4.21), a formulação do Fluxo de Potência Ótimo, cuja função objetivo é minimizar carga, é a seguinte:

$$\min \quad CC = \mathbf{u}^t \cdot \Delta \mathbf{Pd} \quad (4.41)$$

sujeito a

$$\mathbf{Pg} - \mathbf{Pd}(\Delta \mathbf{Pd}) = \mathbf{P}(\mathbf{V}, \mathbf{a}, \mathbf{phi}) \quad (4.42)$$

$$\mathbf{Qg} - \mathbf{Qd}(\Delta \mathbf{Pd}) = \mathbf{Q}(\dot{\mathbf{V}}, \mathbf{a}, \mathbf{phi}) \quad (4.43)$$

$$\mathbf{Pg}^{\min} \leq \mathbf{Pg} \leq \mathbf{Pg}^{\max} \quad (4.44)$$

$$\mathbf{Qg}^{\min} \leq \mathbf{Qg} \leq \mathbf{Qg}^{\max} \quad (4.45)$$

$$- \mathbf{PI}^{\max} \leq \mathbf{PI}(\dot{\mathbf{V}}, \mathbf{a}, \mathbf{phi}) \leq \mathbf{PI}^{\max} \quad (4.46)$$

$$\mathbf{V}^{\min} \leq |\dot{\mathbf{V}}| \leq \mathbf{V}^{\max} \quad (4.47)$$

$$\mathbf{a}^{\min} \leq \mathbf{a} \leq \mathbf{a}^{\max} \quad (4.48)$$

$$\mathbf{phi}^{\min} \leq \mathbf{phi} \leq \mathbf{phi}^{\max} \quad (4.49)$$

onde

$\Delta \mathbf{Pd}$ : corte de carga;

$\mathbf{Pg}^{\min}, \mathbf{Pg}^{\max}$ : limite mínimo e máximo de geração de potência ativa;

$\mathbf{Qg}^{\min}, \mathbf{Qg}^{\max}$ : limite mínimo e máximo de geração de potência reativa;

$\mathbf{PI}$ : fluxo de potência ativa;

$\mathbf{PI}^{\max}$ : limite máximo de fluxo de potência ativa;

$\mathbf{V}(\mathbf{a}, \phi)$ : magnitude de tensão nas barras;

$\mathbf{V}^{\min}, \mathbf{V}^{\max}$ : limite mínimo e máximo de magnitude de tensão;

$\mathbf{a}^{\min}, \mathbf{a}^{\max}$ : limite mínimo e máximo de taps;

$\mathbf{phi}^{\min}, \mathbf{phi}^{\max}$ : limite mínimo e máximo de  $\mathbf{phi}$ .

#### 4.8.2 Máxima Transferência de Potência (FERNANDES, 2004)

Os limites operacionais de um sistema elétrico de potência restringem a capacidade de transporte de energia. Inúmeros termos relacionados a essa limitação de capacidade são utilizados pela indústria elétrica, dentre eles, o da Máxima Transferência de Potência (Total Transfer Capability, TTC). Esse termo mede a habilidade do sistema elétrico em transferir potência de uma área para outra através das linhas de transmissão sob específicas condições operacionais.

A partir de um FPO, é possível calcular a máxima potência que pode ser

transferida entre regiões elétricas, sem que se violem as restrições operacionais do sistema.

O cálculo da máxima transferência de potência é obtido através de simulações computacionais, realizadas tipicamente *off-line*, isto é, bem antes da operação do sistema. Elas são vistas como um indicador de desempenho do sistema e são calculadas considerando-se um conjunto de fatores tais como:

- condições de carga (pesada, média e leve);
- configurações de rede;
- situações de contingências como saída de geradores e linhas de transmissão;

Recordando que a presença dos TCPSTs tende a melhorar a distribuição de fluxos pela rede, é de se esperar que a presença deles tenda a aumentar as máximas potências transferidas.

A fim de se comprovar esse benefício, foi utilizada a formulação para obtenção do TTC apresentada em Fernandes (2004), cuja função objetivo é:

$$f.o. = -\gamma \quad (4.50)$$

onde  $\gamma$  é responsável pela maximização das cargas.

Para que  $\gamma$  possa modificar os valores de carga, esta é introduzida nas equações de balanço de potência ativa e reativa que podem ser compactamente representadas por:

$$\mathbf{Pg} - \mathbf{Pd}(\gamma) = \mathbf{P}(\dot{\mathbf{V}}, \mathbf{a}, \mathbf{phi}) \quad (4.51)$$

$$\mathbf{Qg} - \mathbf{Qd}(\gamma) = \mathbf{Q}(\dot{\mathbf{V}}, \mathbf{a}, \mathbf{phi}) \quad (4.52)$$

onde

$$\mathbf{Pd}(\gamma) = \mathbf{Pd}^0 + \gamma \mathbf{U}_m \Delta \mathbf{Pd} \quad (4.52)$$

$$\mathbf{Qd}(\gamma) = \mathbf{Qd}^0 + \gamma \mathbf{U}_m \Delta \mathbf{Qd} \quad (4.53)$$

sendo  $\mathbf{Pd}^0$ ,  $\mathbf{Qd}^0$  os valores iniciais das cargas,  $\Delta\mathbf{Pd}$  e  $\Delta\mathbf{Qd}$  as direções de maximização da mesma e  $\mathbf{U}_m$  uma matriz diagonal com valores unitários nas posições referentes às cargas que se deseja maximizar, sendo os demais elementos diagonais nulos.

Utilizando-se as equações (4.44) a (4.49), a formulação do Fluxo de Potência Ótimo, cuja função objetivo é maximizar a carga, é a seguinte:

$$\min -\gamma \quad (4.54)$$

sujeito a

$$\mathbf{Pg} - \mathbf{Pd}(\gamma) = \mathbf{P}(\dot{\mathbf{V}}, \mathbf{a}, \phi) \quad (4.55)$$

$$\mathbf{Qg} - \mathbf{Qd}(\gamma) = \mathbf{Q}(\dot{\mathbf{V}}, \mathbf{a}, \phi) \quad (4.56)$$

$$\mathbf{Pg}^{\min} \leq \mathbf{Pg} \leq \mathbf{Pg}^{\max} \quad (4.57)$$

$$\mathbf{Qg}^{\min} \leq \mathbf{Qg} \leq \mathbf{Qg}^{\max} \quad (4.58)$$

$$-\mathbf{Pl}^{\max} \leq \mathbf{Pl}(\dot{\mathbf{V}}, \mathbf{a}, \phi) \leq \mathbf{Pl}^{\max} \quad (4.59)$$

$$\mathbf{V}^{\min} \leq |\dot{\mathbf{V}}| \leq \mathbf{V}^{\max} \quad (4.60)$$

$$\mathbf{a}^{\min} \leq \mathbf{a} \leq \mathbf{a}^{\max} \quad (4.61)$$

$$\phi^{\min} \leq \phi \leq \phi^{\max} \quad (4.62)$$

Através do cálculo do vetor  $\mathbf{Pd}(\gamma)$ , na equação (4.55), se é capaz de fornecer o máximo valor de carga que pode ser despachado, definido como  $MCT$ , que é utilizado para a obtenção da máxima capacidade de transferência, TTC. Como nos cálculos de TTC, os efeitos das contingências precisam ser considerados, obtêm-se valores de  $MCT$  que satisfazem a uma lista de  $nc$  contingências (EJEBE et al, 1998). Portanto, para cada contingência,  $c$ , os máximos valores da carga,  $MCT_c$ , são calculados. A máxima capacidade de transferência,  $TTC$ , é o menor dos valores de  $MCT_c$ :

$$TTC = \min\{MCT_1, \dots, MCT_{nc}\} \quad (4.63)$$

sendo  $c=1, \dots, nc$ .

Através dessas análises de corte de carga e maximização de carga, pretende-se adicionalmente, realizar uma análise sobre outras vantagens obtidas pela instalação de TCPST, além da naturalmente considerada pela função objetivo dos AG que é contornar problemas de congestionamento nas linhas.

#### **4.9 ALGORITMO DO PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO**

**O algoritmo segue os seguintes passos:**

1. Simular o FPO sem alocação de TCPSTs na rede e calcular FO e condições operacionais.
2. Obter conjunto de linhas candidatas à instalação;
3. Definir número de TCPSTs a serem alocados;
4. Criar população inicial a partir do campo de busca definida pelo passo 2;
5. Para cada indivíduo, executar FPO para analisar desempenho da rede e ajustar as defasagens angulares dos TCPST e assim obter a FO e memorizar aquela com o melhor desempenho;
6. Se as condições de parada são satisfeitas (número máximo de iterações), parar, senão aplicar operadores genéticos sobre a população e ir ao passo 4.
7. Simular FPO para minimização de corte de carga (4.41 a 4.49) e maximização de carregamento (4.54 a 4.62) sob condições normais e sob contingências, a fim de avaliar os cortes de carga e o carregamento da rede após instalação de TCPSTs.

#### **4.10 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO**

Neste capítulo foi apresentada a formulação matemática do problema de otimização que envolve a alocação de TCPST em sistemas de transmissão utilizando AGs.

Esse problema de otimização envolve a minimização do custo de sobrecarga total da rede e dos custos de instalação de TCPSTs.

A metodologia adotada para solução do Fluxo de Potência Ótimo utilizado para se avaliar cada indivíduo foi o Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual.

Uma técnica para restringir o campo de busca dos AG foi implementada a fim de reduzir o custo computacional, e foi baseada na aplicação da sensibilidade de fluxo em relação ao parâmetro de controle dos TCPST e da identificação dos fluxos cujos limites de potência foram relaxados.

Analisando-se esse algoritmo, pode-se salientar um diferencial desse trabalho que é atrelar aos problemas de planejamento da expansão (alocação dos TCPSTs) questões relacionadas ao planejamento da operação (ajustes angulares dos TCPSTs).

## 5 RESULTADOS

### 5.1 INTRODUÇÃO

A fim de avaliar o comportamento da metodologia proposta, utilizou-se um sistema de 291 barras que é o equivalente em carga pesada da rede elétrica do estado do Paraná que contém toda a rede de 525 kV, 230 kV, 138 kV e 69 kV.

O sistema de 291 barras (carga pesada) se encontra operando fora de limites mínimos de magnitude de tensão em algumas barras e de limites máximos de fluxo de potência em algumas linhas.

### 5.2 REDUÇÃO DO CAMPO DE BUSCA

Para o sistema de 291 barras, em estudo, executou-se o FPO, modelado segundo (4.14) a (4.21). A soma total de todas as sobrecargas no sistema foi de 9,80 pu.

Calcularam-se as sensibilidades de fluxo em relação aos ajustes de  $\phi$ , dado pela equação (4.22), de forma a avaliar quais linhas tem maior impacto nos fluxos, para variações de defasagens angulares, sendo que se supôs que nenhuma linha teria um defasador angular alocado.

Uma vez obtidas as sensibilidades, escolheu-se limitar esse conjunto em 10% do total de número e linhas da rede em estudo. Assim, como o sistema tem 404 linhas, selecionaram-se as 40 linhas com maiores valores de sensibilidade:

$$\Phi_1 = \{5,10,18,26,39,46,56,57,60,66,68,69,89,101,102,117,136,137,138,144,145,164,170,186,201,204,206,207,210,211,212,214,223,233,234,235,240,241,242,372\}$$

A relação das linhas e suas respectivas denominações encontram-se no Anexo B.

Os respectivos valores de sensibilidades para os 10 primeiros do conjunto  $\Phi_1$  foram:

$$S = \{1.0374; 1.0111; 0.9828; 0.9989 ; 0.9992; 1.0324; 0.0213; 1.0572 ; 1.0040; 1.0040\} \cdot 10^4$$

A fim de se avaliar, se os ramos do conjunto  $\Phi_1$  são indicadores de posições a terem defasadores angulares alocados, apresentam-se alguns dos testes realizados:

**Caso 1:** Foram alocados TCPST nos ramos 25 e 39, ou seja, em dois elementos aleatórios, pertencentes a  $\Phi_1$ . Os valores de ajuste desses defasadores foram: 0,3387 e 0,3340 radianos. A sobrecarga total apresentada por essa configuração diminuiu para 9.73 pu.

**Caso 2:** Alocaram-se TCPST nos ramos 26 e 40, ou seja, em dois elementos não pertencentes a  $\Phi_1$ , que são linhas imediatamente posteriores às 25 e 39, cujos valores de sensibilidade 83.9851 e 22.1515, são respectivamente bem menores se comparados aos do conjunto  $\Phi_1$ . Os valores ajustados para esses defasadores foram: 0.0002 e 0.1200 radianos. A sobrecarga total apresentada permaneceu 9.80 pu.

Esses resultados experimentais mostram que os maiores valores de sensibilidade calculados por (4.22) fornecem um bom conjunto de ramos candidatos a alocação de TPCST.

### 5.3 ELEMENTOS COM RESTRIÇÕES DE FLUXO RELAXADOS

Para o sistema de 291 barras, em estudo, executou-se o FPO, modelado segundo (4.23) a (4.32). Nessa configuração, os limites de fluxo nas linhas da Rede Básica foram considerados, bem como a relaxação dos mesmos. A sobrecarga total

apresentada foi de 9.7979 pu.

As linhas que apresentaram sobrecarga foram:

$$\Phi_2 = \{8;22;372\}$$

As percentagens de sobrecarga, sem alocação de defasadores angulares, foram, respectivamente, 11.23 %, 20.82 % e 15.42 %.

A fim de se avaliar, se os ramos do conjunto  $\Phi_2$  são indicadores de posições a terem defasadores alocados, apresentam-se alguns dos testes realizados:

**Caso 3:** Foram alocados TCPST nos ramos 8, 22 e 372, ou seja, nos elementos pertencentes a  $\omega_2$ . Os valores para os ajustes desses defasadores foram: -0.1460, -0,0058 e 0,1016 radianos. A sobrecarga total apresentada por essa configuração diminuiu para 9,3023 pu. As percentagens de sobrecarga passaram a ser 11.23 % no transformador 8 e 27.86 no transformador 22.

**Caso 4:** Como a sobrecarga no transformador 8 não se alterou com a presença do defasador nesse elemento, esse foi retirado. Assim, foram alocados TCPST nos ramos 22 e 372. Os valores para os ajustes desses defasadores foram quase idênticos ao caso anterior: -0,0098 e 0,1009 radianos. A sobrecarga total apresentada por essa configuração continuou sendo 9,3023 pu. As percentagens de sobrecarga continuaram a ser 11,23 % no transformador 8 e 27,86 % no transformador 22. Ou seja, um TCPST junto ao transformador 8 não altera os fluxos pelo sistema.

**Caso 5:** Como a sobrecarga no transformador 22 não se alterou com a presença do defasador nesse elemento, esse foi retirado. Assim, foi alocado TCPST apenas no ramo 372. O valor ajustado para esse defasador foi 0.1026 radianos. A sobrecarga total apresentada por essa configuração passou a ser 9,0182 pu. As percentagens de sobrecarga continuaram as ser 11,23 % no transformador 8 e 21,56% no transformador 22. Ou seja, a presença do defasador no ramo 22 não tem efeito no sentido de diminuir as sobrecargas nas linhas.

Inicialmente, sem alocação de TCPSTs, a sobrecarga total foi de 9,80 pu

passando para 9,3023 pu (Casos 3 e 4 ) e para 9,0182 pu (Caso 5). Esses resultados experimentais indicam que os ramos cujos fluxos foram relaxados fornecem um bom conjunto de ramos candidatos à alocação de TCPST.

#### 5.4 ALOCAÇÃO ÓTIMA FORNECIDA PELOS ALGORITMOS GENÉTICOS

Para a simulação foram usados os seguintes dados: penalidade de 500 \$/MWh, número de horas/ano de carga pesada ( $nH$ ) igual a 200 horas, o horizonte de estudo foi de 5 anos ( $nY$ ), e o custo do TCPST foi de 200 \$/kVA e o número de TCPST possíveis de serem alocados foi três ( $nTCPST$ ), sendo possível optar pela alocação de 1, 2 ou 3 equipamentos.

O conjunto de ramos candidatos para alocação foi formado inicialmente pela união dos conjuntos  $\Phi_1$  e  $\Phi_2$ . Como nesse conjunto existem linhas pertencentes a Rede de Distribuição, decidiu-se diminuí-lo para apenas ramos pertencentes a Rede Básica ( ou seja, com tensão maior ou igual a 230 kV). Assim o conjunto  $\Phi$  final se reduziu a 29 linhas candidatas:

$$\Phi = \{5,8,10,18,22,26,46,56,57,60,68,69,89,101,102,136,137,201,210,211,214,223,234,233,235, 240,241,242, \}$$

Os operadores genéticos usados foram: seleção via método da roleta, com 10% de mutação, cruzamento disperso com taxa de 70%, e elitismo de dois indivíduos. A criação da população inicial foi randômica e o critério de parada estabelecido foi pelo número máximo de gerações, estabelecido como 20000.

A Tabela 5.1 mostra o resultado das alocações para 1, 2 e 3 TCPSTs. Nesta tabela, são mostrados os ramos escolhidos para alocação, suas respectivas potências aparentes máximas e ajustes dos ângulos dos equipamentos ( $\phi$ ).

TABELA 5.1 – RESULTADO DAS ALOCAÇÕES

Equip. alocados	Linha	$S_{lmax}$ (pu)	$\Phi$ (radianos)
<b>1 TCPST</b>	372	4,5268	0,0840
<b>2 TCPST</b>	22	4,4064	0,0273
	372	4,5269	0,0850
<b>3 TCPST</b>	22	4,4064	0,0289
	211	13,8947	0,0887
	233	2,7771	-0,1073

Para validar o resultado para número de *TCPST* igual a 1, a alocação de um equipamentos foi exaustivamente testada em todas as linhas. A alocação ótima ficou também na linha 372. A título de exemplo, a Tabela 5.2 apresenta os dados de sobrecarga das dez melhores linhas.

TABELA 5.2 – RESULTADO DAS ALOCAÇÕES

Linha onde foi alocado o TCPST	Sobrecarga para 1 TCPST (pu)
372	8,8741
211	8,8742
214	9,2318
137	9,8206
163	9,8296
182	9,8305
100	9,8736
99	9,8768
35	9,8987
243	9,9007

A Tabela 5.3 apresenta a sobrecarga total do sistema (pu), custo da sobrecarga total(\$) e custo do TCPST(\$) para cada tipo de alocação mostrados na Tabela 5.1.

TABELA 5.3 – SOBRECARGA, CUSTO E F.O.

	<b>Sem TCPST</b>	<b>1 TCPST</b>	<b>2 TCPSTs</b>	<b>3 TCPSTs</b>
<b>Sobrecarga (pu)</b>	9,512	8,874	8,504	8,231
<b>Custo Sobrecarga (\$)</b>	$4,756 \times 10^8$	$4,437 \times 10^8$	$4,252 \times 10^8$	$4,115 \times 10^8$
<b>Custo TCPST(\$)</b>	-	$0,905 \times 10^8$	$1,786 \times 10^8$	$4,215 \times 10^8$
<b>Custo Sobrecarga + Custo TCPST (\$)</b>	$4,756 \times 10^8$	$5,342 \times 10^8$	$6,038 \times 10^8$	$8,330 \times 10^8$

A Tabela 5.3 mostra a redução do congestionamento global do sistema através da instalação dos TCPSTs. A sobrecarga diminui de 9,512 pu para 8,874 pu com um equipamento alocado, 8.5041 pu para dois dispositivos e 8,2313 pu para três TCPSTs alocados. Como o custo dos TCPST dependem da máxima capacidade das linhas, o custo total para três equipamentos (Custo TCPST) alocados, quadruplica em relação a somente um equipamento alocado, isso porque a linha 211 apresenta quase quatro vezes mais capacidade que os outros ramos selecionados.

A Tabela 5.4 apresenta a sobrecarga (%) em cada transformador com limites de fluxo de potência relaxados. Os equipamentos atuam de diferentes modos em relação à distribuição de fluxo através dos transformadores. Isso explica o fato de quando alocados dois ou três TCPSTs, surge sobrecarga nas linhas 234 e 235. Entretanto, pode ser observado que o efeito geral é uma significativa melhoria dessa distribuição e das sobrecargas.

TABELA 5.4 – PERCENTUAL DE SOBRECARGA NOS TRANSFORMADORES COM LIMITES MÁXIMOS DE FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA RELAXADOS

Linha	Sem TCPST	1 TCPST (%)	2 TCPSTs(%)	3 TCPSTs(%)
8	7,71%	11,17%	5,41%	6,68%
22	20,69%	21,54%	3,89%	1,77%
234	-	-	4,37%	1,70%
235	-	-	4,61%	1,92%
372	11,66%	0,51%	0,25%	-

Na Tabela 5.4, percebe-se uma excelente resposta de sobrecarga quando o TCPST é alocado na linha 372. Se, porém ao invés da linha 372, a alocação for feita na linha 211, obtém-se uma sobrecarga de 8,8742 pu, que é ligeiramente superior à sobrecarga apresentada com a alocação do TCPST na linha 372 (8,8741 pu). Os resultados para ambas as situações são apresentados na Tabela 5.5.

TABELA 5.5 – RESULTADO PARA ALOCAÇÃO NAS LINHAS 372 e 211

	TCPST	
	372	211
<b>Sobrecarga (pu)</b>	8,8741	8,8742
<b>Custo Sobrecarga (\$)</b>	$4,437 \times 10^8$	$4,437 \times 10^8$
<b>Custo TCPST(\$)</b>	$9,053 \times 10^7$	$2,778 \times 10^8$
<b>Custo Sobrecarga + Custo TCPST (\$)</b>	$5,342 \times 10^8$	$7,216 \times 10^8$

O TCPST não foi alocado na linha 211, porque a capacidade desta (13.8947 pu) é consideravelmente maior que a capacidade da linha 372 (4.5268 pu). Logo, o custo associado do TCPST é também maior. Assim, é significativo enfatizar a importância da função objetivo f2 (4.13), que diferencia este tipo de característica.

A aptidão de cada indivíduo foi avaliada pelo FPO, formulado como em (4.14) a (4.21). Além do relaxamento das restrições de fluxo de potência máxima, é possível incluir cortes de carga, tal como formulado por (4.41) a (4.49), de forma a evitar os congestionamentos do sistema. Portanto, esta formulação foi também

usada para calcular os cortes de carga para a condição de carga pesada. A Tabela 5.6 apresenta o total de cortes de carga necessários antes e depois da instalação do TCPSTs, de acordo com a alocação apresentada na Tabela 5.1.

TABELA 5.6 – RESULTADOS DE CORTE DE CARGA

Total	Sem TCPST (pu)	1 TCPST	2 TCPSTs	3 TCPSTs
		(pu)	(pu)	(pu)
<b>Corte de Carga</b>	1,5000	1,0943	0,4513	0,1338

Na Tabela 5.6, o corte total de carga necessário para satisfazer as restrições operacionais, para o sistema em estudo, sem a alocação de TCPST foi 1,5000 pu. Após a instalação de um TCPST, o corte de carga diminuiu para 1,0943 pu, após a instalação das dois TCPSTs, o corte de carga diminuiu para 0,4513 pu, e após a atribuição dos três TCPSTs, o corte de carga diminuiu para 0,1338 pu.

Além da redução do total da sobrecarga e corte de carga, a instalação de TCPST implica em outros benefícios: o primeiro impacto é a redução de cortes de carga necessários para recolocar o sistema nas regiões de segurança durante contingências. Por exemplo, utilizando a formulação apresentada em (4.34) a (4.44), é possível calcular o corte de carga necessário, fazendo a relaxação dos limites mínimos de tensão e de limites máximos de fluxo de potência ativa para as contingências mais importantes do sistema. A Tabela 5.7 apresenta as reduções de corte de carga obtidas após a instalação dos TCPST. As contingências consideradas são saídas das linhas 8, 55, 59, 80, 98 e 127 que linhas de maior capacidade do sistema.

TABELA 5.7 – REDUÇÃO DE CORTE DE CARGA SOB CONTINGÊNCIA

<b>Linha</b>	<b>TCPST (pu)</b>	<b>2 TCPSTs (pu)</b>	<b>3 TCPSTs (pu)</b>
8	0,2483	0,3764	0,3825
55	0,3489	1,2392	1,5597
59	0,3597	1,2197	1,5369
80	0,4226	1,0318	1,3429
98	0,3512	0,9949	1,3143
127	0,4074	1,0505	1,3674
Total	2,1381	5,9612	10,344

Na Tabela 5.7, após a instalação de um TCPST, o corte total de carga sob contingências diminuiu 2,1381 pu, após a instalação de dois TCPSTs, o corte total de carga diminuiu 5,9612 pu e após a alocação dos três TCPSTs, o corte total de carga diminuiu 10,3449 pu.

Observando os valores dos ângulos ajustados para as situações normal (Tabela 5.1) e de emergência e da capacidade do transformador da linha 372, a potência do TCPST e sua variação angular deve ser de  $\pm 5$  graus e 480 MVA.

Como a introdução TCPST melhora a distribuição do fluxo de potência ativa através da rede, uma outra consequência da instalação de TCPSTs é a redução das perdas ativas, segundo Tabela 5.8.

TABELA 5.8 – RESULTADO DE PERDAS ATIVAS TOTAIS

<b>Total</b>	<b>Sem TCPST</b>	<b>1 TCPST</b>	<b>2 TCPSTs</b>	<b>3 TCPSTs</b>
<b>Perda (pu)</b>	2,9322	2,8764	2,8722	2,9052

Então, é possível concluir que há vários benefícios que são obtidos a partir da instalação de TCPSTs, como a redução de sobrecarga, redução de corte de carga sob contingências, e redução de perdas do sistema.

A Tabela 5.9 compara esses benefícios e o custo de instalação do TCPST, considerando apenas a condição de carga pesada com 200h/ano, durante um período de cinco anos e penalidade de 500\$/kWh.

TABELA 5.9 – CUSTO DE INSTALAÇÃO E BENEFÍCIO TOTAL

<b>Total</b>	<b>1 TCPST</b>	<b>2 TCPSTs</b>	<b>3 TCPSTs</b>
<b>Custo de instalação (\$)</b>	0,905 x10 <sup>8</sup>	1,7867 x10 <sup>8</sup>	4,215 x10 <sup>8</sup>
<b>Benefício observado (\$)</b>	0,350 x10 <sup>8</sup>	0,550 x10 <sup>8</sup>	0,70 x10 <sup>8</sup>

Observando os benefícios da instalação dos TCPSTs e seus respectivos custos, pode-se concluir que o retorno do investimento para 1 equipamento, levando em conta todos os custos já mencionados é de 12,9 anos; para 2 equipamentos é de 16 e para 3 equipamentos é de 30 anos. Entretanto, o custo usado do TCPST é especulativo. Este valor pode tornar-se mais competitivo se a tecnologia tornar-se mais usada. Bem como o valor das penalidades pode variar ao longo de cinco anos, superando este valor e podendo atingir até o dobro deste, quando em condições adversas de operação. Além disso, o carregamento pode aumentar no período considerado.

Finalmente, os limites operacionais de um sistema de energia elétrica restringem a capacidade de transporte de energia. Inúmeros termos relacionados com esta limitação de capacidade são utilizados pelo setor elétrico, entre eles, há a total capacidade de transferência (TTC). Este termo mede a capacidade do sistema elétrico de potência em termos de transferência de uma área para outra, sob determinadas condições operacionais.

Utilizando a formulação apresentada em (4.43) a (4.47), o caso estudado teve um aumento de 10,3% na capacidade máxima de carga após a alocação de um TCPST, um aumento de 10,1% na capacidade máxima de carga após a alocação de dois TCPST e um aumento de 16,5% na capacidade máxima de carga após a atribuição dos três TCPST.

Para analisar o esforço computacional através da utilização do conjunto  $\Phi$

de 29 linhas candidatas a ser pesquisado, testou-se também com um conjunto  $\Phi_3$  que inclui todas as linhas com tensão igual ou superior a 230 kV, formada por 77 linhas candidatas. A Tabela 5.10 apresenta o tempo computacional necessário para executar as alocações usando os conjuntos de campo de busca  $\Phi$  e  $\Phi_3$ .

TABELA 5.10 – ESFORÇO COMPUTACIONAL

Conjunto	1 TCPST [s]	2 TCPSTs[s]	3 TCPSTs[s]
$\omega_3$	$9,9055 \times 10^3$	$2,9425 \times 10^4$	$1,0252 \times 10^5$
$\Phi$	$7,7204 \times 10^3$	$1,7031 \times 10^4$	$0,6057 \times 10^5$

O esforço computacional com o conjunto  $\Phi$  foi aproximadamente 1.5 vezes melhor que o esforço considerado no conjunto  $\Phi_3$ .

Deve-se observar que o FPO usado para calcular a aptidão de cada indivíduo inclui relaxamento dos limites de fluxo de potência ativa de todas as linhas e transformadores do conjunto  $\Phi_3$ . Essa operação justifica o elevado tempo computacional.

## 5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

O modelo adotado, usando AG e FPO mostrou-se eficaz no sentido de escolher o melhor ponto para alocação dos dispositivos TCPST. A redução do campo de busca com base na análise de sensibilidades de fluxo em relação aos ajustes de **phi** mostrou também boa resposta. O algoritmo permite que a escolha de 1, 2 ou 3 equipamentos alocados, e o resultado é uma significativa redução das sobrecargas das linhas, redução dos cortes de cargas em situações de contingência e também redução de perdas. Apesar desses benefícios, o custo de implantação ainda é alto, porém se levarmos em conta os custos futuros, como penalidades e custos associados, a instalação pode tornar-se viável com retorno de médio a longo prazo.

## 6 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

### 6.1 CONCLUSÕES

Os FACTS têm se tornado cada vez mais uma alternativa viável para melhoria do desempenho do sistema elétrico. Diversos trabalhos ao redor do mundo são conclusivos sobre a viabilidade da instalação desses equipamentos. As questões mais importantes a serem respondidas são que tipo de dispositivo instalar e onde devem ser instalados. Nesse trabalho foi utilizado o método de alocação por AG, com uma seleção de barras candidatas, buscando minimizar o custo de instalação e sobrecarga. Da análise dos resultados obtidos através das simulações, comprovaram-se as vantagens advindas da instalação de TCPST em redes de transmissão, tais como: aumento do carregamento do sistema elétrico; controle de fluxos de potência a fim de reduzir custos e congestionamentos; diminuição de perdas e corte de carga sob contingências.

A utilização dos AG ao problema de alocação de TCPST se mostrou eficaz, pois os estudos realizados apresentaram resultados satisfatórios, onde se verificaram melhoria significativa da sobrecarga dos transformadores pré-existentes na rede analisada.

A proposta de se restringir o campo de busca apenas aos elementos cujas sensibilidades de fluxo em relação aos ajustes dos defasadores e aos elementos sobrecarregados, diminuiu o tempo de busca para a solução.

As simulações apresentaram resultados bastante conclusivos quanto aos benefícios para o sistema quando se considera a instalação de TCPST em detrimento ainda do custo muito alto. Porém se for levado em conta os custos futuros, como penalidades e custos associados, a instalação torna-se viável com retorno de médio a longo prazo.

## 6.2 TRABALHOS FUTUROS

Quanto a trabalhos futuros propõe-se:

- expandir essa metodologia para que se façam também estudos sobre alocação de TCPST em modelos competitivos;
- aprimoramento da função objetivo do AG com incorporação de minimização de perdas e corte de carga;
- utilização de outras técnicas de inteligência artificial.
- aprofundar os estudos acerca do uso integrado de AG e FPO para resolver problemas de planejamento e operação de sistemas elétricos.

## REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, K. C.; 1994. *A General Parametric Optimal Power Flow*. Montreal, Canada. Thesis(Doctor of Philosophy). McGill University, Department of Electrical Engineering, October, 1994.
- ALSAÇ, O.; BRIGHT, J.; PRAIS, M.; STOTT, B.; 1990. Further Developments in LP-Based Optimal Power Flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 5, n. 3 (Aug), p. 697-711.
- ARRUDA, L. V. R.; SWIECH, M. C. S.; NEVES – JR, F.; DELGADO, M. R.; 2006. *Um Método Evolucionário para Sintonia de Controladores PID em Processos Multivariáveis*, artigo submetido para publicação, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2006.
- ÁVILA, S. L.; 2002. *Algoritmos Genéticos Aplicados na Otimização de Antenas Refletores*. Florianópolis. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, SC.
- CAI, L. J.; ERLICH I.; Stamtsis, G.; 2004. Optimal Choice and Allocation of FACTS Devices in Deregulated Electricity Market using Genetic Algorithms.
- CARPENTIER, J.; 1962. Contribution à l'Étude du Dispatching Économique. *Bulletin de la Société Française des Electriciens*, vol. 3 (Aug), p. 431-447.
- CARPENTIER, J.L.; COTTO, G.; NIEDERLANDER, P.L.; 1983. New Concepts for Automatic Generation Control in Electric Power Systems Using Parametric Quadratic Programming. *Proceedings of the IFAC Symposium on Real Time Digital Control Applications*. Guadalajara, Mexico, January, p.595-600.
- CASTILHO, V. C.; 2003. Otimização de componente de Concreto Pré-moldado Protendidos Mediante Algoritmos Genéticos. Tese de doutorado. Escola de Engenharia de São Carlos, São Paulo.
- COELLO, C. A. C. 1999. An Updated Survey of Evolutionary Multiobjective Optimization Techniques: State of the Art and Future Trends”, *Proceedings of 1999 Congress on Evolutionary Computation*, Washington D.C., IEEE Press, p. 3-13.
- BARBOZA, Luciano, SALGADO, Roberto. 2001. *Restoring Solutions for Unsolvable Cases via Minimum Load Shedding for a Specified Direction*. Power Industry Computer Applications (PICA) Conference, Sidney – Australia, May, pp 373-379.

DOMMEL, H. W.; TINNEY, W. F.; 1968. Optimal Power Flow Solutions. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 87 , n. 10 (Oct), p. 1866-1876.

EJEBE, G.C.; TONG, J.; WAIGHT, J.G. FRAMet, J.G WANG, X.; TINNEY, W.F.; 1998. Available Transfer Capability Calculations. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 13, n. 11 (Nov), p. 1521-1527.

GALIANA F., ALMEIDA,K. C., TOUSSANT,M., DRIFFIN J., ATANACKOVIC, D.,OOI, B. T., WCGILLSD, T.; 1996. Assesment and Control of the Impact of FACTS Devices on Power System Performance. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, No 2 , Nov, pp. 1931-1936.

FERNANDES, T.S.P.; 2004. Um Modelo de Despacho Ótimo de Potência para Sistemas Multi-Usuários, Tese de Doutorado, Florianópolis, SC, Dissertação (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina.

FERNANDES, T. S. P., LENZI, Janaína, MIKILITA, M.; 2008. Load Shedding Strategies Using Optimal Load Flow with Relaxation of Restrictions, *IEEE Trans. on Power Systems*, v. 23, No. 2, May, pp. 712-718.

GEN, M.; CHEN, R.; 1997. Genetic algorithms and engineering design. New York, John Wiley.

GERBEX, S.; CHERKAOUI, R.; GERMOND, A.J. ; 2001. Optimal Location of Multi-Type FACTS in a Power System by Means of Genetica Algorithms. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, N°3, p. 537 - 544.

GOLDBERG, D. E.; 1997. Genetic Algorithms in Search Optimization and Machine Learning. *John Wiley & Sons*, United States of America.

GRANELLI, G.; MONTAGNA, M.; ZANELLINI, F.; BRESESTI, P. ; VAILATI, R. ; 2006. A Genetic Algorithm-Based Procedure to Optimize System Topology Against Parallel Flows. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, N°1, Fev., p. 333 - 339.

GRANVILLE, Sergio; 1994. Optimal Reactive Dispatch through Interior Point Methods. *IEEE Transactions on Power Systems*. v. 9, n. 2 (May), p. 136-146.

GUPTA, A.K.; SIVAKUMAR, A.I.;2002. Simulation based multiobjective schedule optimization in semiconductor manufacturing. Proceed. of the 2002 Winter Simulation Conference.

GYGYI, L.; 1990. "Solid-state Control of AC Power Transmission", *Proc. of Workshop on the Future in High-Voltage Transmission: Flexible AC Transmission Systems*, Cincinnati, Ohio, Nov., EPRI TR-100504.

HAUP, R. L.; HAUP, S. E.; 1998. *Practical Genetic Algorithms. Wiley-Interscience - John Wiley & Sons*, Vol. 1.

HERTEM, D. V.; VERBOOMEN, J.; PURCHALA, K.; BELMANS, R.; KLING, W. L.; 2003. Usefulness of DC Power Flow for Active Power Flow Analysis with Flow Controlling Devices.

HOLLAND, J. H.; 1975. *Adaptation in Natural and Artificial Systems*. University of Michigan Press.

HUANG, C. N.; 2003. Feature Analysis of Power Flows Based on the Allocations of Power Shifting Transformers. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, N°1, Feb., p. 266 – 272.

HUANG, C. N.; 2002. *The Optimal Allocation Pattern of Phase Shifting Transformers for Unwinding Parallel Flows*. National Taipei University of Technology; Taiwan.

KAZEROONI, A. K.; SEIFI, H.; SEPASIAN, M. S.; HAGHIGHAT, H.; 2006. New Approach for Phase Shifter Transformer Allocation. *The 8<sup>th</sup> IEE Intern. Conference*, pp. 94-98.

LATORRE, M. L.; 1995. *Aplicação do Método de Pontos Interiores Primal-Dual para a Resolução do Problema de Fluxo de Potência Ótimo*. Rio de Janeiro, RJ. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro.

LIMA, F. G. M.; GALIANA, F. D.; KOCKAR, I.; MUNOZ, J.; 2003. Phase Shifter Placement in Large-Scale Systems via Mixed Integer Linear Programming. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, N°3, p. 1029 - 1034.

LIMA, F. G. M.; GALIANA, F. D.; KOCKAR, I.; MUNOZ, J.; 2002. Optimal Location of Phase Shifters in a Competitive Market by Mixed Integer Linear Programming. *IEEE 14<sup>th</sup> PSCC*, Sevilha, Session 43, Paper 2, p. 1 - 7.

LIN, J. G.; 1976. Multi-Objective Problems: Pareto-Optimal Solutions by Method of Proper Equality Constraints. *IEEE Transactions on Automatic Control*, Vol. 21.

MAGALHÃES, A.; 2006. *Aplicação do Transformador Defasador para o Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas de Baixa Frequência em Sistemas*

de Energia Elétrica. Campinas ; Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Unicamp

MAHDAD, B.; BOUKTIR, T.; SRAIRI, K.; 2006. Strategy of Location and Control of FACTS Devices for Enhancing Power Quality. *IEEE Melecon*, May 16-19 , Benalmádena(Málaga), Spain.

MELIÁN, B. et al. *Metaheuristics: A Global View*. In Revista Iberoamericana de Inteligencia Artificial. Asociación Española de Inteligencia Artificial, 2003. v. 2, n. 19.

MIKILITA, M. A.S.; (2005). *Um Modelo de Fluxo de Potência Ótimo para Minimização do Corte de Carga*. Curitiba, PR, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica – Universidade Federal do Paraná.

PATERNI, P.; VITET, S.; BENA, M.; YOKOYAMA, A.; 1999. Optimal Location of Phase Shifters in the French Network by Genetic Algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, N°1, p. 37 - 42.

PEREIRA JUNIOR, A. M.; MANTOVANI, J.; 2006. Alocação de Bancos de Capacitores em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Algoritmo Evolutivo Multi-Objetivo. *Anais do XVI CBA Congresso Brasileiro de Automática*. Salvador, BA.

RABELO, P. G.; OCHI, L. S.; 1996. Um Novo Algoritmo Genético Híbrido para o Problema do Caixeiro Viajante com Grupamento. *Anais do Simpósio Brasileiro de Redes Neurais*, Vol. 1, p. 83–90.

REZENDE, S. O.; 2003. *Sistemas Inteligentes - Fundamentos e Aplicações*, Vol. 1. Manole, Bariri.

SALEN, S.; SOOD, V.K.; 2007. Simulation and Controller Design of an Interline Power Flow Controller in EMTP RV. *International Conference on Power System Transients*, Lyon – FRANCE, 2007.

SATOH, T.; TANAKA, H.; IWAMOTO, S.; 2007. ATC Improvement by Phase-Shifter Application Considering Dynamic Rating. *39<sup>th</sup> North American Power Symposium*, p. 528 – 533.

SINGH, S. N.; DAVID, A., K.; 2001. A New Approach for Placement of FACTS Devices in Open Power Markets. *IEEE Power Engineering Review*, Set., p-58 – 60.

SHAO, W.; VITTAL, V.; 2006. LP-Based OPF for Corrective FACTS Control to Relieve Overloads and Voltage Violations. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, N°4, Nov., p. 1832 - 1839.

SPEARS, W. M.; JONG, K. A. D.; BÄCK, T.; FOGEL, D.B.; DE GARIS, H.; 1993. *An Overview of Evolutionary Computation*, Vol. 667.

SUCUPIRA, I. R.; 2004. *Métodos Heurísticos Genéricos: Meta-Heurísticas e Hiper-Heurísticas*. São Paulo, SP. Dissertação Mestrado em Ciência da Computação – Universidade de São Paulo – USP.

SUN, D. I.; ASHLEY, B.; BREWER, B.; HUGHES, A.; TINNEY, W. F.; 1984. Optimal Power Flow by Newton Approach. *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, vol. 103, n.10 (Oct), p. 2864-2875.

SZUVOVIVSKI, I.; 2008. *Alocação Simultânea de Bancos de Capacitores e Reguladores de Tensão em Sistemas de Distribuição Usando Algoritmos Genéticos e Fluxo de Potência Ótimo*. Curitiba, PR. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica – UFPR.

VERBOOMEN, J; VAN HERTEN, D; SCHAVEMAKER, P. H.; KLING, W. L.; BELMANS, R.;2006. Coordination of Phase Shifters by Means of Multi-Objective Optimisation.

VAN HERTEM, D.; VERBOOMEN, J; PURCHALA, K.; BELMANS, R.; KLING, W. L.; Usefulness of DC Power Flow for Active Power Flow Analysis with Flow Controlling Devices.

WATANABE, E. H.; BARBOSA, P. G.; ALMEIDA, K.C; TARANTO, G. N.; 1998. Tecnologia FACTS – Tutorial. *SBA Controle & Automação* Vol.9,Nº1, Jan.,Fev.,Mar. e Abr. de 1998, p. 39 - 55.

WESTPHAL, H.; 2006. *Algoritmo Genético Aplicado à Otimização Multiobjetivo em Redes de Distribuição de Petróleos e Derivados*. Curitiba. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

## ANEXO A - MÉTODO DOS PONTOS INTERIORES

### A.1 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

O MPDPI pertence a uma classe de algoritmos de otimização originalmente designados para problemas de programação linear. Entretanto, devido ao seu alto grau de desempenho, tal método foi estendido para problemas de programação quadrática, convexa e problemas gerais de otimização diferenciáveis.

Para utilizar o MPDPI no problema formulado anteriormente, faz-se a transformação das restrições de desigualdade para restrições de igualdade pela introdução de variáveis de folga estritamente positivas.

No MPDPI as variáveis de folga são incorporadas à função-objetivo por meio de uma função de penalização, denominada barreira logarítmica. Assim, o problema original é transformado em uma seqüência de problemas parametrizados pelo parâmetro barreira.

Ao incorporar a barreira logarítmica, o MPDPI busca resolver o problema de otimização para cada valor do parâmetro barreira, fazendo com que o parâmetro barreira tenda a zero. Assim, para cada valor do parâmetro barreira executa-se uma iteração do Método de Newton-Raphson no sistema de equações não-lineares definidos pelas condições de otimalidade de primeira ordem.

Uma vez obtido os pontos estacionários da função Lagrangeana estabelece-se critérios para atualização do parâmetro barreira, para inicialização das variáveis e teste de convergência completando assim uma iteração do FPO via MPDPI.

A formulação matemática do FPO via MPDPI está apresentada a seguir.

O problema de FPO pode ser representado de forma genérica como:

$$\min f(u) \tag{A.1}$$

Sujeito a:

$$g(u) = 0 \quad (\text{A.2})$$

$$h^{\min} \leq h(u) \leq h^{\max} \quad (\text{A.3})$$

onde

$u$  : vetor de variáveis do sistema;

$f(u)$  :– função objetivo a ser otimizada;

$g(u)$  : vetor de restrições de igualdade;

$h(u)$  : vetor de restrições de desigualdade.

Para utilizar os métodos de Pontos Interiores aplicam-se ao problema (A.1) à (A.3) os seguintes procedimentos:

a. Transformação das restrições de desigualdade em restrições de igualdade pela introdução de variáveis de folga.

Desta forma, as restrições passam a ser representadas da seguinte maneira:

$$h(u) - h^{\min} - s^{\min} = 0 \quad (\text{A.4})$$

$$h(u) - h^{\max} + s^{\max} = 0 \quad (\text{A.5})$$

onde

$s^{\min}$  :– vetor de variáveis de folga mínimas estritamente positivas;

$s^{\max}$  : vetor de variáveis de folga máximas estritamente positivas.

b. Introdução da função barreira logarítmica na sua função objetivo.

A fim de se representar as restrições de não negatividade das variáveis de folga, o problema é modificado com a introdução da função barreira logarítmica na sua função objetivo. A função barreira penaliza as estimativas de solução que se encontram próximas aos limites das desigualdades, ou ainda, associadas às variáveis de folga próximas de zero.

O problema modificado passa a ser assim representado:

$$\min f(u) - \mu \sum_i^{ndes} [\ln(s_i^{\min}) + \ln(s_i^{\max})] \quad (\text{A.6})$$

Sujeito a:

$$g(u) = 0 \quad (\text{A.7})$$

$$h(u) - h^{\min} - s^{\min} = 0 \quad (\text{A.8})$$

$$h(u) - h^{\max} + s^{\max} = 0 \quad (\text{A.9})$$

onde

$ndes$  :– número de restrições de desigualdade;

$\mu$  : parâmetro barreira ( $\mu \geq 0$ ).

Logo, a função Lagrangeana associada a este problema é:

$$\begin{aligned} L(u, \lambda, \pi^{\min}, \pi^{\max}, s^{\min}, s^{\max}) = & f(u) - \mu \sum_i^{ndes} [\ln(s_i^{\min}) + \ln(s_i^{\max})] + \lambda^T \cdot g(u) + \\ & + (\pi^{\min})^T \cdot [h(u) + h^{\min} - s^{\min}] + (\pi^{\max})^T \cdot [h(u) - h^{\max} + s^{\max}] \end{aligned} \quad (\text{A.10})$$

onde

$\lambda$  :– vetor dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade com dimensão ( $nig \times 1$ );

$\pi^{\min}$  : vetor dos multiplicadores de Lagrange associados aos limites mínimos com dimensão ( $ndes \times 1$ );

$\pi^{\max}$  : vetor dos multiplicadores de Lagrange associados aos limites máximos com dimensão ( $ndes \times 1$ );

$nig$  : número de restrições de igualdade.

Portanto, o novo problema de otimização passa a ser:

$$\min L(u, \lambda, \pi^{\min}, \pi^{\max}, s^{\min}, s^{\max}) \quad (\text{A.11})$$

Sujeito a:

$$s^{\min} \geq 0, \quad s^{\max} \geq 0, \quad \pi^{\min} \geq 0, \quad \pi^{\max} \geq 0 \quad (\text{A.12})$$

Sendo as restrições (A.12) impostas para que a equivalência com o problema (A.1) a (A.3) seja mantida.

## A.2 CONDIÇÕES DE OTIMALIDADE

Um ponto  $z = [ u^T \lambda^T (\pi^{\min})^T (\pi^{\max})^T (s^{\min})^T (s^{\max})^T ]$  é solução do problema (A.11) e (A.12) somente se (LUENBERGER, 1989):

- a. Satisfaz as condições necessárias de otimalidade de primeira ordem, ou condições de Karush-Kuhn-Tucker – KKT.

Para que as expressões matemáticas presentes nas condições de KKT e nos algoritmos descritos sejam compactas foi usado o operador  $\nabla$  para representar derivadas parciais de funções, desta forma tem-se:

$$\nabla_u z = 0 \Rightarrow \nabla_u f(u) + [\nabla_u g(u)]^T \cdot \lambda + [\nabla_u h(u)]^T \cdot (\pi^{\min} + \pi^{\max}) = 0 \quad (\text{A.13})$$

$$\nabla_u L(z) = 0 \Rightarrow g(u) = 0 \quad (\text{A.14})$$

$$\nabla_{\pi^{\min}} L(z) = 0 \Rightarrow h(u) - h^{\min} - s^{\min} = 0 \quad (\text{A.15})$$

$$\nabla_{\pi^{\max}} L(z) = 0 \Rightarrow h(u) - h^{\max} - s^{\max} = 0 \quad (\text{A.16})$$

$$\nabla_{s^{\min}} L(z) = 0 \Rightarrow -\mu \cdot e - S^{\min} \cdot \pi^{\min} = 0 \quad (\text{A.17})$$

$$\nabla_{s^{\max}} L(z) = 0 \Rightarrow -\mu \cdot e - S^{\max} \cdot \pi^{\max} = 0 \quad (\text{A.18})$$

$$s^{\min} \geq 0, \quad s^{\max} \geq 0, \quad \pi^{\min} \geq 0, \quad \pi^{\max} \geq 0 \quad (\text{A.19})$$

sendo

$e = [1 \ 1 \ 1 \ \dots \ 1]^T$ , com dimensão ( $ndes \times 1$ );

$S^{\min}$  :- matriz diagonal composta pelos elementos de  $s^{\min}$ ;

$S^{\max}$  :- matriz diagonal composta pelos elementos de  $s^{\max}$ .

- b. Se a Hessiana do Lagrangeano  $L'$ :

$$L'(u, \lambda, \pi^{\min}, \pi^{\max}) = f(u) + \lambda^T \cdot g(u) + \pi_A^T \cdot h_A(u) \quad (\text{A.20})$$

onde

$h_A(u)$  : vetor das restrições de desigualdade ativas;

$\pi_A^T$  : vetor dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições desigualdade ativas;

$S^{\min}$  : matriz diagonal composta pelos elementos de  $s^{\min}$ ;

$S^{\max}$  : matriz diagonal composta pelos elementos de  $s^{\max}$ .

O Método de Pontos Interiores se concentra em obter um ponto estacionário, isto é, que satisfaça as condições necessárias de otimalidade do item (a). Para se garantir que o ponto obtido seja um mínimo de global de (B.1) a (B.3) as condições suficientes do item (b) devem ser testadas após a convergência do método.

No procedimento usado, entretanto, considera-se como ótimo o ponto solução das condições de KKT.

### **A.3 ALGORITMOS PRIMAL DUAL DE PONTOS INTERIORES**

Após a transformação das restrições de desigualdade em igualdades, por meio da introdução de variáveis de folga e adição da função barreira logarítmica à função objetivo como forma de garantir a não negatividade dessas variáveis. Os passos seguintes consistem em se obter os pontos estacionários da função Lagrangeana, utilizando-se o Método de Newton, e estabelecer critérios para atualização do parâmetro barreira, para inicialização das variáveis e teste de convergência.

### **A.4 OBTENÇÃO DOS PONTOS ESTACIONÁRIOS**

O primeiro passo na obtenção dos pontos que satisfazem a função Lagrangeana consiste em se fazer uma estimativa desta solução pela linearização das Equações (A.13) a (A.18) utilizando-se o Método de Newton. Os incrementos obtidos em cada iteração deste método não podem ser usados diretamente no vetor  $z$ , pois os mesmos podem violar as restrições de desigualdade. Assim, esses incrementos devem ser testados e, se necessário, modificados a fim de sempre se

manter o vetor  $z$  dentro da região de factibilidade do problema.

As etapas que devem ser seguidas a fim de se obter os pontos estacionários são as seguintes:

a. Inicialização das Variáveis

A fim de se começar o processo de otimização, é necessário a obtenção de uma estimativa inicial para as variáveis do problema. A escolha é feita de tal modo que as variáveis sejam estritamente internas aos limites impostos pelas restrições de desigualdade do problema. Para tanto, as variáveis  $u$  são inicializadas pela metade da soma de seus valores máximos e mínimos; posteriormente, as variáveis de folga são calculadas a partir das Equações (A.15) e (A.16) e, arbitrando um valor inicial para o parâmetro barreira  $\mu$ , os multiplicadores de Lagrange associados às restrições de desigualdade são calculados a partir das Equações (A.17) e (A.18). Para os multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade estimam-se valores quaisquer, como por exemplo, o vetor unitário.

b. Método de Newton

O sistema de Equações (A.13) a (A.18) pode ser representado de forma como:

$$\rho(z) = 0 \quad (\text{A.21})$$

Tomando uma aproximação linear do sistema (A.21) no ponto  $z^*$  tem-se:

$$\rho(z^* + \Delta z) = \rho(z^*) + \nabla_z \cdot \rho(z) \Big|_{z^*} \Delta z \quad (\text{A.22})$$

Como  $\Delta z$  deve ser tal que  $\rho(z^* + \Delta z) = 0$ , da Equação (A.22) tem-se que:

$$\nabla_z \cdot \rho(z) \Big|_{z^*} \Delta z = -\rho(z^*) \quad (\text{A.23})$$

Em termos das variáveis do problema:  $u$ ,  $\lambda$ ,  $\pi^{\min}$ ,  $\pi^{\max}$ ,  $s^{\min}$  e  $s^{\max}$  a Equação (A.23) pode ser escrita como:

$$W \cdot \begin{bmatrix} \Delta u \\ \Delta \lambda \\ \Delta \pi^{\min} \\ \Delta \pi^{\max} \\ \Delta s^{\min} \\ \Delta s^{\max} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_u f(u) + [\nabla_u g(u)]^T \cdot \lambda + [\nabla_u h(u)]^T \cdot (\pi^{\min} + \pi^{\max}) \\ g(u) \\ h(u) - h^{\min} - s^{\min} \\ h(u) - h^{\max} - s^{\max} \\ -\mu \cdot e - S^{\min} \cdot \pi^{\min} \\ -\mu \cdot e - S^{\max} \cdot \pi^{\max} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_u L \\ \nabla_\lambda L \\ \nabla_{\pi^{\min}} L \\ \nabla_{\pi^{\max}} L \\ \nabla_{s^{\min}} L \\ \nabla_{s^{\max}} L \end{bmatrix} \quad (\text{A.24})$$

onde

$W$  :- matriz Hessiana de dimensão  $(nz \times nz)$ ;

$nz$  : número total de variáveis em  $z$ .

Ou seja:

$$W = \begin{bmatrix} L_{uu} & L_{u\lambda} & L_{u\pi^{\min}} & L_{u\pi^{\max}} & 0 & 0 \\ [L_{u\lambda}]^T & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ [L_{u\pi^{\min}}]^T & 0 & 0 & 0 & -I & 0 \\ [L_{u\pi^{\max}}]^T & 0 & 0 & 0 & 0 & I \\ 0 & 0 & -S^{\min} & 0 & -\Pi^{\min} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & S^{\max} & 0 & \Pi^{\max} \end{bmatrix} \quad (\text{A.25})$$

Sendo:

$$L_{uu} = \nabla_{uu}^2 L = \nabla_{uu}^2 f(u) + \sum_{i=1}^{nig} \lambda_i \cdot \nabla_{uu}^2 g_i(u) + \sum_{j=1}^{ndes} (\pi_j^{\max} + \pi_j^{\min}) \cdot \nabla_{uu}^2 h_j(u) \quad (\text{A.26})$$

$$L_{u\lambda} = [L_{\lambda u}]^T = \nabla_{u\lambda}^2 L = [\nabla_u g(u)]^T \quad (\text{A.27})$$

$$L_{u\pi^{\min}} = [L_{\pi^{\min} u}]^T = \nabla_{u\pi^{\min}}^2 L = [\nabla_u h(u)]^T \quad (\text{A.28})$$

$$L_{u\pi^{\max}} = [L_{\pi^{\max} u}]^T = \nabla_{u\pi^{\max}}^2 L = [\nabla_u h(u)]^T \quad (\text{A.29})$$

$$L_{s^{\min} \pi^{\min}} = \nabla_{s^{\min} \pi^{\min}}^2 L = -S^{\min} \quad (\text{A.30})$$

$$L_{s^{\max} \pi^{\max}} = \nabla_{s^{\max} \pi^{\max}}^2 L = S^{\max} \quad (\text{A.31})$$

$$L_{s^{\min} s^{\min}} = \nabla_{s^{\min} s^{\min}}^2 L = -\Pi^{\min} \quad (\text{A.32})$$

$$L_{s^{\max} s^{\max}} = \nabla_{s^{\max} s^{\max}}^2 L = \Pi^{\max} \quad (\text{B.33})$$

onde

$\Pi^{\min}$  :- matriz diagonal composta pelos elementos de  $\pi^{\min}$ ;

$\Pi^{\max}$  :- matriz diagonal composta pelos elementos de  $\pi^{\max}$ ;

$I$  : matriz identidade.

### c. Atualização das Variáveis Primais e Duais

A determinação do ponto ótimo se faz através de um processo iterativo. A cada iteração, o sistema linear representado em (A.24) é resolvido, e, logo após, é determinado o comprimento do passo nos espaços primal ( $\alpha_p$ ) e dual ( $\alpha_d$ ), de modo que as variáveis de folga sejam todas positivas e os multiplicadores de Lagrange sejam tais que:  $\pi^{\min} \leq 0$  e  $\pi^{\max} \geq 0$ . Desta forma,  $\alpha_p$  e  $\alpha_d$  são expressos como:

$$\alpha_p = \min \left[ \min_{\Delta s_i^{\max} < 0} \frac{-s_i^{\max}}{\Delta s_i^{\max}}, \min_{\Delta s_i^{\min} < 0} \frac{-s_i^{\min}}{\Delta s_i^{\min}}, 1 \right] \quad (\text{A.34})$$

$$\alpha_d = \min \left[ \min_{\Delta \pi_i^{\max} < 0} \frac{-\pi_i^{\max}}{\Delta \pi_i^{\max}}, \min_{\Delta \pi_i^{\min} < 0} \frac{-\pi_i^{\min}}{\Delta \pi_i^{\min}}, 1 \right] \quad (\text{A.35})$$

Após o cálculo dos passos primal e dual, a nova aproximação para a solução ótima pode ser obtida pela seguinte atualização:

$$u^{i+1} = u^i + \sigma \cdot \alpha_p \cdot \Delta u \quad (\text{A.36})$$

$$(s^{\min})^{i+1} = (s^{\min})^i + \sigma \cdot \alpha_p \cdot \Delta s^{\min} \quad (\text{A.37})$$

$$(s^{\max})^{i+1} = (s^{\max})^i + \sigma \cdot \alpha_p \cdot \Delta s^{\max} \quad (\text{A.38})$$

$$\lambda^{i+1} = \lambda^i + \sigma \cdot \alpha_d \cdot \Delta \lambda \quad (\text{A.39})$$

$$(\pi^{\min})^{i+1} = (\pi^{\min})^i + \sigma \cdot \alpha_d \cdot \Delta \pi^{\min} \quad (\text{a.40})$$

$$(\pi^{\max})^{i+1} = (\pi^{\max})^i + \sigma \cdot \alpha_d \cdot \Delta \pi^{\max} \quad (\text{a.41})$$

onde

$\sigma$  : constante para garantir a interioridade da nova estimativa de solução, sendo fixada em 0,9995.

### d. Atualização do Parâmetro Barreira

O último passo dentro de cada iteração é recalculer o valor do parâmetro barreira  $\mu$ . Com os valores de  $\pi^{\min}$ ,  $\pi^{\max}$ ,  $s^{\min}$  e  $s^{\max}$ , o cálculo do parâmetro  $\mu$  é

baseado no decréscimo do *gap* de dualidade:

$$\mu = \frac{(s^{\max})^T \cdot \pi^{\max} - (s^{\min})^T \cdot \pi^{\min}}{2 \cdot n \cdot \beta} \quad (\text{A.42})$$

onde

$n$  :– número total de variáveis primais e duais;

$\beta$  : fator de aceleração ( $\beta > 1$ ).

e. Critérios de Convergência

A solução do problema é encontrada quando as equações que representam as condições de otimalidade (A.13) a (A.18) são satisfeitas e o *gap* de dualidade ou parâmetro de barreira é nulo (menor ou igual a uma tolerância especificada).

Portanto, os critérios de convergência são:

$$\mu \leq \varepsilon_{\mu} \quad (\text{A.43})$$

$$\max \|\nabla L\|_{\infty} \leq \varepsilon_L \quad (\text{A.44})$$

onde

$\|\nabla L\|_{\infty}$  : norma infinita do gradiente da função Lagrangeana;

$\varepsilon_L$  : tolerância da norma infinita do gradiente da função Lagrangeana;

$\varepsilon_{\mu}$  : tolerância do parâmetro barreira.

## ANEXO B - DADOS DO SISTEMA DE 291 BARRAS

### B.1 Introdução

Este apêndice apresenta os dados de ramos e barras do sistema de 291 barras. Todos os valores estão em p.u. na base 100 MVA.

**Tabela B.1 Dados das Linhas de Transmissão e Transformadores**

De	Para	r(%)	x(%)	b <sup>s</sup> (%)	a mín	a máx	Limite (MW)
546	511		3,270		1,025	1,025	355,43
549	507		2,162		1,000	1,000	694,91
549	552	0,140	1,820	102,200			1518,97
550	549		10,780		0,850	1,187	139,20
551	553		0,010				633,18
551	611	0,630	3,610	11,750			317,94
551	1029	1,430	8,220	26,750			406,32
553	552	0,070	7,237		0,900	1,100	313,56
553	1031	3,772	19,340	333,000	0,904	0,904	292,55
611	612	0,130	0,720	2,360			108,28
611	615	0,430	2,480	8,070			308,17
613	512		6,740				97,26
613	612		23,430		0,857	1,048	14,54
615	514		2,8250		1,050	1,050	453,74
615	884	2,010	10,290	17,820			232,79
813	802		6,823		1,000	1,000	410,00
813	803		6,823		1,000	1,000	205,00
813	822	0,070	0,390	0,783			426,67
814	816	0,270	1,610	3,187			316,75
814	827	2,080	12,580	24,698			279,89
814	831	1,600	8,070	14,211			105,56
814	895	0,032	1,1460		0,945	1,155	550,80
814	2359		6,500		0,869	1,043	145,72
814	2359		6,500		0,869	1,043	145,72
814	9814		0,010				348,44
815	813	0,190	1,130	2,258			424,80
815	2368		17,850		0,8695	1,043	149,10
815	2368		17,600		0,8695	1,043	149,10
815	9342		40,830		0,8695	1,043	43,94
815	9342		40,510		0,8695	1,043	43,94
816	815	0,260	1,260	2,4310			415,27
816	819	0,340	1,640	3,160			271,75
816	821	0,510	2,620	4,540			148,43
816	822	0,300	1,820	3,624			186,61
816	2363		18,030		1,000	1,000	107,47

De	Para	r(%)	x(%)	b <sup>s</sup> (%)	a mín	a máx	Limite
816	2363		18,320		1,000	1,000	107,47
816	9321		41,270		0,869	1,043	47,48
816	9321		41,470		0,869	1,043	47,48
816	9816		0,010				347,57
817	804		4,840		1,043	1,043	251,07
817	805		19,360		1,043	1,043	251,07
817	819	1,270	6,380	11,175			173,67
817	820	1,480	7,560	13,268			154,77
817	2373		6,490		0,869	1,043	146,15
817	9337		5,910		0,869	1,043	146,13
818	820	0,230	1,100	2,127			182,23
818	2353	0,350	1,680	3,236			201,09
818	9322		42,760		0,869	1,043	47,86
818	9322		42,760		0,869	1,043	47,86
819	2377	0,410	2,050	3,729			100,46
819	2387		18,840		0,869	1,043	124,83
819	2387		19,030		0,869	1,043	124,83
820	822	0,700	3,380	6,526			213,84
820	2401		19,110		0,869	1,043	123,58
820	2401		18,810		0,869	1,043	123,58
821	822		0,010				368,63
821	960		0,010	0,033			547,38
821	2399	0,240	1,420	2,840			113,44
821	2402		18,860		0,869	1,043	119,00
822	960		0,010	0,033			542,79
822	2353	0,380	1,880	3,629			230,86
822	2406		18,360		0,869	1,043	118,94
823	835	8,180	16,510	4,285			107,16
823	836	5,540	22,610	6,215			135,34
823	2454	5,010	14,180	3,916			11,22
824	800		0,840		1,024	1,024	1673,49
824	801		3,360		1,024	1,024	56,17
824	933	0,010	0,124	15,204			2178,73
824	933	0,010	0,126	15,428			2178,73
825	826	10,560	21,620	5,340			62,95
825	837	2,170	5,950	1,505			101,61
825	2420		35,970		0,826	1,000	16,89
826	832	3,550	7,250	1,796			100,86
826	833	8,180	16,750	4,146			37,58
827	884	0,590	8,090	14,140			280,42
827	2423		6,390		0,869	1,043	145,55
827	2423		6,360		0,869	1,043	145,55

De	Para	r(%)	x(%)	b <sup>s</sup> (%)	a mín	a máx	Limite
828	888	5,670	16,480	4,4760			87,10
829	830		10,910		0,869	1,043	66,48
829	830		11,090		0,869	1,043	66,48
829	831	0,420	2,120	3,820			19,06
829	884	2,630	13,520	22,765			157,87
830	833	1,150	2,380	0,586			78,84
830	2417	0,820	3,310	1,139			137,40
830	2439	1,160	3,540	0,871			107,07
832	836	5,540	22,610	6,215			98,99
834	934	2,444	12,650	221,71			353,97
834	943	0,977	4,708	8,077			309,63
834	2424	0,010	0,040	0,066			106,78
834	9330		54,080		0,950	1,043	28,95
834	9331		99,360		0,950	1,043	28,76
835	837	4,700	11,050	82,820			101,95
838	851	3,150	9,640	2,370			6,11
838	874	7,130	21,720	5,383			71,54
838	2463	3,850	11,630	2,933			154,14
839	840		6,640		0,869	1,043	142,67
839	840		6,290		0,869	1,043	142,67
839	840		6,700		0,869	1,043	142,67
839	898	1,130	6,990	12,620			176,11
839	1047	1,220	7,690	13,810			137,37
839	2458	0,220	1,090	1,860			386,53
839	2458	0,170	1,030	2,054			328,52
840	841	4,100	12,550	3,133			135,46
840	850	3,250	20,190	4,731			158,59
840	854	1,690	5,090	1,297			159,80
840	2457	1,910	5,970	1,580			136,77
840	2463	5,280	15,570	4,014			140,75
841	850	2,560	7,780	1,930			93,87
842	845	3,090	9,110	2,401			159,47
842	848	2,230	6,640	1,726			158,21
844	850	2,470	15,310	3,589			162,10
844	858	0,790	3,130	0,926			140,81
844	2498	0,610	1,860	0,460			111,00
845	853	3,640	11,130	2,742			160,77
845	855	4,720	13,730	3,727			147,27
846	847		6,360		0,869	1,043	125,60
846	978		0,010				125,60
847	849	4,780	14,600	3,600			90,08
847	851	3,970	12,140	2,990			108,14

De	Para	r(%)	x(%)	b <sup>s</sup> (%)	a mín	a máx	Limite
847	1091	0,900	4,360	1,095			22,85
848	854	6,540	19,300	5,083			158,93
848	855	4,660	14,240	3,518			156,36
848	873		18,480		0,826	1,000	40,69
849	857	4,640	9,500	2,350			50,96
850	858	4,940	15,860	4,088			93,91
852	853		20,530		0,869	1,043	55,01
852	853		20,330		0,869	1,043	55,01
852	1069	1,510	7,732	13,568			357,38
853	2442	3,400	10,380	2,558			45,97
853	9339		25,260		0,850	1,050	39,29
854	2451		36,00		0,826	1,000	26,27
854	2453	4,800	9,820	2,431			125,5
854	2457	0,840	2,710	0,740			139,66
856	810		1,400		1,024	1,024	1252,31
856	811		4,200		1,024	1,024	1252,31
856	933	0,052	0,654	80,493			2267,54
856	1060	0,056	0,697	85,746			2176,55
857	2453	0,230	0,470	0,117			125,86
859	869	6,710	14,180	3,300			86,62
859	870	2,870	6,070	1,410			96,31
860	866	2,580	7,530	2,029			131,57
860	871	0,860	1,770	0,435			108,03
860	2467		35,760		0,826	1,000	21,00
860	9860	0,290	0,840	0,229			164,97
860	9860	0,290	0,840	0,229			164,97
861	869	8,840	18,760	4,324			31,55
861	871	5,670	11,990	2,780			86,64
861	874	9,140	19,400	4,470			103,29
862	865	4,720	13,730	3,727			156,06
862	874	4,740	13,820	3,739			143,10
863	866	4,710	13,690	3,713			11,30
863	874	4,450	13,590	3,350			123,04
864	2470	0,690	1,450	0,345			117,88
864	2473	0,770	1,790	0,466			113,08
864	2493	1,230	2,830	0,692			122,98
865	546	1,890	5,490	6,008			321,81
865	870	6,290	19,190	4,720			159,62
866	2469		35,930		0,826	1,000	13,01
867	2473	3,550	7,640	1,821			60,57
867	2491	3,980	9,370	2,288			107,94
868	869		6,510		0,869	1,043	125,83

De	Para	r(%)	x(%)	b <sup>s</sup> (%)	a mín	a máx	Limite
868	869		6,650		0,869	1,043	125,83
868	878	1,100	5,680	9,790			85,98
868	1031		0,010				121,92
869	899	0,290	1,270	0,484			175,18
869	2470	0,740	2,140	0,585			111,71
869	2493	0,110	0,240	0,054			165,51
873	2452	7,620	20,230	0,346			52,73
874	2465	6,260	18,220	4,940			47,89
875	877	0,010	0,010				25,45
875	2489	2,680	8,180	2,018			48,94
876	613	8,580	17,420	0,730			53,78
876	613	8,580	17,420	0,730			53,78
876	875		38,670		1,045	1,045	23,90
876	875		37,870		1,045	1,045	23,90
877	880	2,260	4,840	1,232			20,75
877	882	5,910	12,260	3,103			34,53
878	879		6,370		0,869	1,043	131,87
878	879		6,380		0,869	1,043	131,87
878	884	2,180	11,350	19,050			286,70
878	954	2,170	11,220	919,330			289,24
878	1028	0,575	3,3610	10,560			352,21
879	883	4,980	15,210	3,754			93,17
879	2483	1,200	3,400	0,860			128,71
879	2491	1,660	4,540	1,139			113,71
879	9879		0,010				104,08
880	887	10,480	21,480	5,413			82,45
881	885	2,720	8,150	2,099			96,72
881	890	3,700	11,140	2,834			94,55
882	887	6,270	12,930	3,254			94,26
883	888	3,880	11,810	2,915			102,37
884	2485		6,720		0,869	1,043	142,35
884	9333		7,400		0,869	1,043	147,15
886	887		5,880		0,869	1,043	147,29
886	887		6,330		0,869	1,043	147,29
886	1028	0,310	1,820	3,725			304,39
887	892	0,980	2,150	0,542			122,35
887	894	1,330	3,680	1,122			119,56
889	890		6,710		0,869	1,043	142,65
889	890		6,630		0,869	1,043	142,65
889	1029		0,010				303,37
890	892	1,400	4,040	1,130			159,34
890	894	0,730	2,670	0,843			133,80

De	Para	r(%)	x(%)	b <sup>s</sup> (%)	a mín	a máx	Limite
890	2486	0,330	1,320	0,712			45,82
890	2492	0,670	2,060	0,542			96,37
891	892	0,300	0,610	0,160			94,85
891	893		0,010				94,85
892	9879	7,860	12,610	2,550			104,55
893	2492	1,110	3,090	0,566			121,63
896	897	0,050	0,730	78,060			2110,00
897	808		1,020	1,024			1543,85
897	809		4,080	1,024			1478,00
897	1060	0,076	1,171	124,580			94,74
898	848		6,360		0,869	1,043	1607,37
898	1047	0,150	0,890	1,631			144,75
933	895	0,200	2,550	312,720			323,29
933	955	0,162	2,048	250,170			2104,72
933	959	0,200	2,690	336,400			2470,33
933	999	0,159	2,012	245,770			2176,55
934	823		6,470		0,869	1,043	2133,44
934	829	3,460	18,070	30,150			145,48
934	933		0,031	1,207	0,922	1,127	318,55
934	1047	3,045	15,730	827,120			672,00
934	1047	3,041	15,710	827,090			306,88
934	9335		5,880		0,869	1,043	306,81
938	959	0,127	1,603	195,890			145,51
954	860		6,590		0,869	1,043	1163,45
954	1031	1,514	7,836	13,486			121,92
954	1047	5,051	17,770	730,600			316,74
954	1047	4,668	17,780	30,609			342,16
955	938	0,255	2,922	360,400			340,76
959	895	0,050	0,440	47,580			2429,06
960	834	2,210	11,470	519,690			308,57
960	959		0,032	1,163	0,945	1,155	566,03
960	959		0,031	1,166	0,945	1,155	563,07
960	1015	1,892	9,776	16,845			318,78
960	1015	1,895	9,704	17,029			318,81
978	1086	2,510	19,000	644,270			249,62
978	2458	0,590	7,630	33,406			306,99
999	66	0,001	0,010	1,135			2273,00
999	66	0,001	0,010	1,135			2273,00
999	66	0,001	0,010	1,135			2273,00
999	1027	0,110	1,394	170,280			2233,68
999	1060	0,154	1,940	236,970			1950,46
1028	1027		0,039	1,272	0,900	1,100	636,59

De	Para	r(%)	x(%)	b <sup>s</sup> (%)	a mín	a máx	Limite
1028	1027		0,020	1,219	0,900	1,100	587,19
1029	1028	0,425	2,5030	7,770			283,37
1047	852	1,629	8,344	14,643			356,92
1047	919		0,024	2,269			786,27
1047	920		6,809				12,29
1047	921	0,108	3,391				391,62
1047	922		6,782				6,13
1047	1048	1,381	47,870		0,872	1,064	32,78
1047	1069	3,074	15,880	527,370			411,05
1048	2455	1,320	3,100	0,055			48,00
1060	925		0,008	1,136			1379,43
1060	926		0,034	4,545			28,09
2351	2354	1,010	3,030	0,770			145,13
2353	2354		10,400		0,869	1,043	63,34
2353	2354		10,870		0,869	1,043	63,34
2353	9332		40,210		0,869	1,043	45,28
2353	9332		40,180		0,869	1,043	45,28
2355	2395	1,360	2,600	0,046			11,02
2355	2402	1,800	7,940	0,155			118,29
2355	2404	2,110	4,040	0,070			36,64
2355	2462	0,950	4,160	0,084			82,84
2356	2387	2,840	8,770	0,134			79,40
2356	2387	2,840	8,770	0,134			79,40
2356	2392	4,110	11,900	0,231			75,87
2356	2400	2,030	5,900	0,101			65,63
2356	2405	2,030	5,900	0,101			63,82
2356	2414	2,290	4,610	0,075			47,58
2357	2387	1,740	4,970	0,102			69,11
2357	2387	1,830	4,960	0,113			69,43
2357	2408	0,660	3,250	0,080			127,80
2358	2363	2,030	6,260	0,095			82,06
2358	2368	1,830	5,640	0,085			91,78
2358	2368	1,830	5,640	0,085			86,79
2358	2397	0,670	3,890	0,062			83,43
2358	2397	0,670	3,890	0,062			89,25
2358	2404	4,080	8,210	0,151			3,31
2358	2422	1,460	4,230	0,072			87,31
2359	2364	0,390	1,160	0,330			66,52
2359	2375	1,070	2,450	0,699			49,85
2359	2378	3,640	10,760	2,858			80,35
2359	2391	0,620	1,910	0,546			66,23
2360	2365	0,570	2,740	0,068			91,24

De	Para	r(%)	x(%)	b <sup>s</sup> (%)	a mín	a máx	Limite
2360	2397	0,650	3,170	0,078			130,63
2361	2401	1,950	5,690	0,095			55,97
2361	2412	3,750	11,110	0,194			89,25
2362	2368	0,340	0,990	0,016			77,89
2362	2370	1,250	3,990	0,066			78,61
2362	2406	3,210	9,360	0,154			14,33
2363	2366	3,640	12,280	0,235			83,81
2363	2381	3,240	11,110	0,212			86,73
2363	2393	15,300	35,640	0,595			59,00
2363	2396	14,030	28,720	0,444			52,92
2363	2422	0,580	1,670	0,028			86,92
2364	2391	0,410	1,300	0,378			64,73
2365	2401	2,090	6,980	0,130			80,24
2365	2401	2,090	6,980	0,130			80,24
2365	2408	0,440	2,130	0,053			9,96
2366	2387	2,010	6,670	0,141			54,87
2367	2350	43,500	1,072				1,67
2367	2374	6,480	13,430	0,204			2,34
2368	2411	0,270	0,830	0,013			68,86
2369	2396	7,790	15,650	0,248			56,88
2369	2414	5,680	11,450	0,184			48,48
2371	2402	2,620	5,350	0,081			57,73
2371	2406	2,400	5,310	0,083			58,19
2372	2386	0,630	2,770	0,065			89,42
2372	2397	0,580	2,920	0,066			115,02
2373	2384	5,150	14,970	4,074			161,62
2373	2410	7,690	23,180	6,187			158,98
2374	2352		16,660		1,097	1,097	39,99
2374	2376	11,010	22,030	0,36			26,92
2374	2397	31,030	54,940	0,854			36,66
2374	2397	31,030	54,940	0,854			36,66
2378	2389	4,650	14,210	3,497			159,44
2379	2390	4,410	12,920	3,567			126,07
2379	2410	0,810	2,900	0,938			195,80
2380	2382	14,430	42,420	0,800			22,51
2380	2401	1,170	5,510	0,089			51,76
2381	2387	1,790	6,410	0,143			37,42
2384	2390	2,470	7,190	1,969			57,58
2384	2416	0,190	0,830	0,317			90,78
2385	2407	1,070	2,800	0,070			76,87
2386	2394	0,310	1,400	0,039			88,62
2388	2401	3,830	11,130	0,190			56,05

De	Para	r(%)	x(%)	b <sup>s</sup> (%)	a mín	a máx	Limite
2388	2402	2,400	6,990	0,111			88,86
2394	2401	0,660	3,020	0,084			120,41
2398	2401	3,560	10,700	0,170			80,33
2398	2401	3,560	10,700	0,170			80,33
2398	2409	7,120	6,390	0,088			63,89
2400	2401	1,900	5,510	0,094			46,78
2401	2407	1,700	4,920	0,079			71,02
2402	2403	2,870	8,370	0,134			23,59
2402	2406		0,100				181,66
2402	2412	1,800	5,410	0,099			75,37
2403	2411	0,410	1,190	0,019			24,05
2405	2407	0,200	0,590	0,009			65,92
2406	2462	0,870	3,870	0,071			117,90
2417	9437	0,860	2,720	0,755			108,52
2417	9437	0,860	2,720	0,755			108,52
2418	2439	1,490	4,550	1,119			48,86
2420	2446	6,890	13,200	0,234			50,44
2421	2423	1,760	5,130	1,395			157,71
2423	2426	0,090	0,280	0,069			168,19
2423	2435		84,800		0,826	1,000	9,46
2423	2440	0,570	1,750	0,437			168,85
2423	9323		82,960		0,850	1,050	17,52
2425	2432	0,820	3,890	0,064			89,14
2428	2434	39,480	32,740	0,426			14,86
2429	2485	5,220	15,990	3,910			44,31
2431	2432		50,320		0,826	1,000	51,95
2431	2432		47,520		0,826	1,000	48,95
2431	2432		48,120		0,826	1,000	51,95
2431	2485	7,780	16,450	3,821			94,88
2431	2485	5,240	15,230	4,136			163,89
2434	2435		45,400		1,000	1,000	10,64
2436	9437	2,560	7,470	2,021			105,42
2436	9437	2,560	7,470	2,021			105,42
2446	2449	5,880	11,270	0,200			54,79
2448	2449	37,700	72,240	1,280			54,82
2448	9800		0,400				54,82
2451	2456	75,370	76,950	1,040			38,30
2452	2455	13,480	24,730	0,385			35,00
2452	9800	19,820	60,560	0,031			55,99
2454	9800	18,520	53,920	0,915			41,13
2455	1061	17,970	42,210	0,760			11,77
2456	2469	64,380	65,730	0,890			26,78

De	Para	r(%)	x(%)	b <sup>s</sup> (%)	a mín	a máx	Limite
2458	896		1,270		0,900	1,100	565,86
2460	2468	3,850	11,190	3,039			107,43
2460	2484	1,090	3,170	0,862			98,38
2461	2471	2,650	5,640	0,081			64,00
2466	2471	37,740	39,930	0,500			22,16
2467	2471	3,170	6,430	0,101			5,08
2469	2471	37,040	37,820	0,510			12,30
2470	2484	2,703	8,340	2,055			155,33
2471	2464		94,670		1,000	1,000	3,58
2485	2481	70,240	1,055				48,94
2498	2499		13,670		0,805	1,123	53,02
9333	2485		-0,820		1,000	1,000	49,41
9333	9334		42,610		1,000	1,000	49,98
9335	823		0,670		1,000	1,000	50,00
9335	9336		38,100		1,000	1,000	49,22
9337	2373		0,560		1,000	1,000	49,99
9337	9338		38,340		1,000	1,000	50,00
9339	9340		-1,500		1,000	1,000	49,99
9339	9341		16,180		1,000	1,000	49,81
9814	9816	0,270	1,610	3,187			50,00
9816	9815	0,340	1,710	3,003			49,9
831	9324		97,820		1,043		49,03
9324	9325		-8,450		1,000	1,000	39,81
9324	9326		39,120		1,000	1,000	149,94
831	9424		98,020		1,043		48,07
9424	9425		-8,780		1,000	1,000	143,03
9424	9426		39,620		1,000	1,000	57,76
829	9327		99,030		1,043		147,36
9327	9328		-7,630		1,000	1,000	57,40
9327	9329		37,600		1,000	1,000	33,06
829	9427		97,980		1,043		40,98
9427	9428		-8,550		1,000	1,000	40,98
9427	9429		38,920		1,000	1,000	40,98

Tabela B.2: Dados das Barras de Carga

Barra	Nome	Vmin (pu)	Vmáx (pu)	Pd (MW)	Qd (Mvar)	Shunt (Mvar)	Área
66	IVAIPORA-525	0,95	1,05	-924,3	296,0	0	2
546	ROSANA---138	0,90	1,05	153,0	8,8	0	2
549	CAPIVARA-440	0,95	1,05	-572,7	-29,3	0	2
550	CAPIVARA-138	0,90	1,05	109,0	31,2	0	2
551	ASSIS--B-230	0,95	1,05	0,233	46,8	0	2
552	ASSIS----440	0,95	1,05	749,0	-203,5	-90,0	2
553	ASSIS-A--230	0,95	1,05	0	0	0	2
611	SALTGRD-Y230	0,95	1,05	0	0	0	2
612	SALTOGRDE230	0,95	1,05	0	0	0	2
613	SALTOGRDE-88	0,90	1,05	16,9	6,9	0	2
615	CHAVANTE-230	0,95	1,05	390,0	-32,7	0	2
813	GralhAzu-230	0,95	1,05	18,0	6,6	0	2
814	Bateias--230	0,95	1,05	0	0	0	2
815	CIndustr-230	0,95	1,05	0	0	0	2
816	CComprid-230	0,95	1,05	0	0	0	2
817	GPSouza--230	0,95	1,05	0	0	13,5	2
818	DISJoseP-230	0,95	1,05	0	0	0	2
819	Pilarzin-230	0,95	1,05	0	0	0	2
820	Uberaba--230	0,95	1,05	0	0	0	2
821	Umbara-2-230	0,95	1,05	0	0	0	2
822	Umbara-1-230	0,95	1,05	0	0	0	2
823	Areia----138	0,90	1,05	0	0	0	4
824	GBMunhoz-525	0,95	1,05	0	0	0	2
825	Guarapua-138	0,90	1,05	23,0	11,9	4,8	4
826	Irati----138	0,90	1,05	38,0	15,5	4,8	4
827	Jaguaria-230	0,95	1,05	0	0	0	2
828	Pitanga--138	0,90	1,05	22,2	11,3	2,4	4
829	PGrossaN-230	0,95	1,05	0	0	0	2
830	PGrossaN-138	0,90	1,05	0	0	0	4
831	PGrossaS-230	0,95	1,05	0	0	0	2
832	RioAzul--138	0,90	1,05	10,3	8,8	1,2	4
833	Sabara---138	0,90	1,05	18,0	8,8	4,8	4
834	SMateus--230	0,95	1,05	0	0	0	2
835	Socorro--138	0,90	1,05	10,9	3,2	0	4

Barra	Nome	Vmin (pu)	Vmáx (pu)	Pd (MW)	Qd (Mvar)	Shunt (Mvar)	Área
836	UVitoria-138	0,90	1,05	40,5	25,0	9,6	4
837	VilaCarl-138	0,90	1,05	23,2	7,8	4,8	4
838	ACHateau-138	0,90	1,05	20,8	9,7	2,4	4
839	Cascavel-230	0,95	1,05	0	0	0	2
840	Cascavel-138	0,90	1,05	30,5	9,3	2,4	4
841	CeuAzul--138	0,90	1,05	9,5	5,3	2,4	4
842	Vizinho--138	0,90	1,05	31,1	15,6	7,2	4
844	Figuacu--138	0,90	1,05	44,8	25,9	12	4
845	FBeltrao-138	0,90	1,05	35,3	13,6	4,8	4
846	Guaira---230	0,95	1,05	0	0	0	2
847	Guaira---138	0,90	1,05	14,6	6,7	2,4	4
848	FChopim--138	0,90	1,05	0	0	0	4
849	MCRondon-138	0,90	1,05	29,1	18,0	4,8	4
850	Medianeir-138	0,90	1,05	40,3	18,4	7,2	4
851	Palotina-138	0,90	1,05	18,1	10,5	3,6	4
852	PBranco--230	0,95	1,05	0	0	0	2
853	PBranco--138	0,90	1,05	0	0	0	4
854	Pinheiro-138	0,90	1,05	44,4	16,0	7,2	4
855	Realeza--138	0,90	1,05	41,6	15,5	7,2	4
856	Segredo--525	0,95	1,05	0	0	0	2
857	Toledo---138	0,90	1,05	37,9	19,2	10,8	4
858	VYolanda-138	0,90	1,05	36,2	17,2	7,2	4
859	AlParana-138	0,90	1,05	18,1	10,4	2,4	4
860	CMourao--138	0,90	1,05	0	0	0	4
861	Cianorte-138	0,90	1,05	30,0	15,7	3,6	4
862	CGaucha--138	0,90	1,05	8,4	3,3	0	4
863	Goioere--138	0,90	1,05	14,8	6,3	4,8	4
864	JAlvorad-138	0,90	1,05	56,9	25,6	14,4	4
865	Loanda---138	0,90	1,05	19,6	9,8	0	4
866	Mambore--138	0,90	1,05	14,9	7,4	2,4	4
867	Mandagua-138	0,90	1,05	22,5	10,3	4,8	4
868	Maringa--230	0,95	1,05	0	0	0	2
869	Maringa--138	0,90	1,05	32,6	12,9	10,8	4
870	Paranava-138	0,90	1,05	33,4	12,7	7,2	4
871	SDumont--138	0,90	1,05	30,2	21,2	2,4	4

Barra	Nome	Vmin (pu)	Vmáx (pu)	Pd (MW)	Qd (Mvar)	Shunt (Mvar)	Área
873	FChopim---69	0,90	1,05	0	0	0	4
874	Umarama-138	0,90	1,05	45,5	21,0	7,2	4
875	Andira-B-138	0,90	1,05	18,8	13,0	4,8	4
876	Andira---88	0,90	1,05	0	0	0	4
877	Andira-A-138	0,90	1,05	0	0	0	4
878	Apucarã-230	0,95	1,05	0	0	0	2
879	Apucarã-138	0,90	1,05	29,2	18,4	7,2	4
880	Bandeira-138	0,90	1,05	16,1	8,4	2,4	4
881	BVParais-138	0,90	1,05	15,9	8,3	2,4	4
882	CProcopi-138	0,90	1,05	30,4	12,3	9,6	4
883	Faxinal--138	0,90	1,05	17,1	6,3	0	4
884	Figueira-230	0,95	1,05	0	0	0	2
885	Floresto-138	0,90	1,05	13,0	4,2	0	4
886	Ibipora--230	0,90	1,05	0	0	0	2
887	Ibipora--138	0,90	1,05	35,3	10,6	7,2	4
888	Ivaipora-138	0,90	1,05	20,7	8,3	2,4	4
889	LondrinC-230	0,95	1,05	0	0	0	2
890	Londrina-138	0,90	1,05	63,0	37,5	14,4	4
891	RDavidsB-138	0,90	1,05	19,3	10,2	0	4
892	VeraCruz-138	0,90	1,05	30	20,6	19,2	4
893	RDavidsA-138	0,90	1,05	21,7	11,7	12	4
894	Palermo--138	0,90	1,05	27,7	13,5	4,8	4
895	Bateias--525	0,95	1,05	-436,2	-205,0	0	2
896	CascavOe-525	0,95	1,05	0	0	0	2
897	SCaxias--525	0,95	1,05	0	0	0	2
898	FChopim--230	0,95	1,05	0	0	0	2
899	Horizont-138	0,90	1,05	37,6	14,3	0	4
933	Areia----525	0,95	1,05	5,3	0	0	2
934	Areia----230	0,90	1,05	0	0	0	2
938	Blumenau-525	0,95	1,05	937,0	-64,6	0	2
943	Canoinha-230	0,95	1,05	120,0	-9,3	0	2
954	CMourao--230	0,95	1,05	0	0	0	2
955	CNovos---525	0,95	1,05	815,0	-72,0	-100,0	2
959	Curitiba-525	0,95	1,05	4,4	0	0	2
960	Curitiba-230	0,95	1,05	0	0	0	2

Barra	Nome	Vmin (pu)	Vmáx (pu)	Pd (MW)	Qd (Mvar)	Shunt (Mvar)	Área
978	Guaira-F-230	0,95	1,05	0	0	0	2
999	IvaiporE-525	0,95	1,05	3,1	0	0	2
1015	Joinvill-230	0,95	1,05	242,0	17,9	0	2
1027	Londrina-525	0,95	1,05	0	0	0	2
1028	LondrinE-230	0,95	1,05	0	0	0	2
1029	LondrinF-230	0,95	1,05	0	0	0	2
1031	MaringaF-230	0,95	1,05	0	0	0	2
1047	SOsorio--230	0,95	1,05	1,3	0	0	2
1048	SOsorio---69	0,90	1,05	1,3	0,8	0	2
1060	SSantiago-525	0,95	1,05	1539,0	8,2	0	2
1061	SSantiago-69	0,90	1,05	0,2	0	0	2
1069	Xanxere--230	0,95	1,05	388,0	-64,8	0	2
1086	Dourados-230	0,95	1,05	89,8	-22,3	27,0	2
1091	EldoradF-138	0,90	1,05	17,2	3,0	0	2
2351	Fazlguac-138	0,90	1,05	28,3	18,0	0	3
2353	CAssobio-230	0,95	1,05	0	0	0	2
2354	CAssobio-138	0,90	1,05	0	0	0	3
2355	Araucaria-69	0,90	1,05	47,3	23,4	4,8	3
2356	Atuba----69	0,90	1,05	33,2	18,1	7,2	3
2357	Bacacheri-69	0,90	1,05	27,3	9,7	4,8	3
2358	Barigui--69	0,90	1,05	38,1	11,4	9,6	3
2359	Bateias--138	0,90	1,05	0	0	0	3
2360	Batel----69	0,90	1,05	48,5	17,7	0	3
2361	Boqueirao-69	0,90	1,05	38,0	8,1	0	3
2362	BOSCH----69	0,90	1,05	13,5	4,0	0	6
2363	CComprido-69	0,90	1,05	0	0	0	3
2364	CLargo---138	0,90	1,05	18,0	9,7	7,2	3
2365	Capanema--69	0,90	1,05	33,7	12,5	19,2	3
2366	CentroCur-69	0,90	1,05	18,5	14,9	9,6	3
2367	Chamine--69	0,90	1,05	0	0	0	3
2368	CIndustri-69	0,90	1,05	0	0	30	3
2369	Colombo---69	0,90	1,05	22,1	5,7	4,8	3
2370	COCELPA---69	0,90	1,05	9,0	2,7	0	6
2371	ULTRAFERT-69	0,90	1,05	19,0	7,2	0	6
2372	GERDAU---69	0,90	1,05	0,6	0	0	6

Barra	Nome	Vmin (pu)	Vmáx (pu)	Pd (MW)	Qd (Mvar)	Shunt (Mvar)	Área
2373	GPSouza--138	0,90	1,05	0	0	0	3
2374	Guaricana-69	0,90	1,05	0	0	0	3
2375	ITAMBE---138	0,90	1,05	4,6	0,4	0	6
2376	PIRIZAL---69	0,90	1,05	3,5	1,3	0	6
2377	CCPRB----230	0,90	1,05	16,1	0,1	0	6
2378	Lapa-----138	0,90	1,05	19,7	7,1	2,4	3
2379	Matinhos-138	0,90	1,05	9,6	7,4	12	5
2380	Guatupe--69	0,90	1,05	25,0	13,3	0	3
2381	Merces----69	0,90	1,05	48,1	33,0	9,6	3
2382	Morretes--69	0,90	1,05	11,0	3,9	2,4	3
2384	Paranagu-138	0,90	1,05	44,2	22,0	13,2	5
2385	Pinhais---69	0,90	1,05	17,5	6,5	0	3
2386	Parolin--69	0,90	1,05	39,6	14,4	4,8	3
2387	Pilarzinh-69	0,90	1,05	28,6	11,2	7,2	3
2388	PinheiriA-69	0,90	1,05	57,8	23,1	7,2	3
2389	TAF+Pien-138	0,90	1,05	29,4	13,1	0	3
2390	PLeste---138	0,90	1,05	11,8	5,1	2,4	5
2391	DICLargo-138	0,90	1,05	21,9	7,5	2,4	3
2392	4Barras---69	0,90	1,05	42,0	27,8	2,4	3
2393	CORN-PROD-69	0,90	1,05	7,0	0,3	0	6
2394	PLC+REF+D-69	0,90	1,05	10,6	3,6	0	6
2395	REPAR----69	0,90	1,05	0,1	0	0	6
2396	RBranco--69	0,90	1,05	16,4	8,6	2,4	3
2397	SQuiteria-69	0,90	1,05	42,7	13,9	12	3
2398	SJPinhais-69	0,90	1,05	28,4	13,3	4,8	3
2399	SIGHURPOX230	0,90	1,05	61,2	22	0	6
2400	Taruma-L1-69	0,90	1,05	17,1	11,4	0	3
2401	Uberaba--69	0,90	1,05	43,7	16,2	16,8	3
2402	Umbara-A--69	0,90	1,05	0	0	0	3
2403	WMARTINS--69	0,90	1,05	0	0	0	6
2404	BERNECK--69	0,90	1,05	6,5	2,4	0	6
2405	Taruma-L2-69	0,90	1,05	24,6	16,9	4,8	3
2406	Umbara-B--69	0,90	1,05	0	0	0	3
2407	HUHTAMAKI-69	0,90	1,05	4,8	1,8	0	6
2408	AltGloria-69	0,90	1,05	41,1	24,2	0	3

Barra	Nome	Vmin (pu)	Vmáx (pu)	Pd (MW)	Qd (Mvar)	Shunt (Mvar)	Área
2409	PROVIDENC-69	0,90	1,05	9,7	5,4	0	6
2410	Guaratub-138	0,90	1,05	22,4	13,7	4,8	5
2411	KRAF+NEWH-69	0,90	1,05	11,4	4,3	0	6
2412	Tatu+Furu-69	0,90	1,05	15,7	6,6	4,8	3
2414	Guaraitub-69	0,90	1,05	14,9	5,3	0	3
2416	Porto----138	0,90	1,05	25,2	10,5	0	6
2417	Belem----138	0,90	1,05	15,2	7,3	0	4
2418	Castro---138	0,90	1,05	26,7	10,4	4,8	4
2420	Guarapuav-69	0,90	1,05	0	0	0	4
2421	INPADEL--138	0,90	1,05	32,8	7,7	0	4
2422	VOLVO----69	0,90	1,05	4,0	1,2	0	6
2423	Jaguaria-138	0,90	1,05	0	0	0	4
2424	XISTO---230	0,90	1,05	14,0	4,5	0	4
2425	KLABIN---69	0,90	1,05	51,0	18,8	0	4
2426	PISA-----138	0,90	1,05	78,3	7,6	0	4
2428	Senges---69	0,90	1,05	7,2	4,0	0	4
2429	SiCampos-138	0,90	1,05	20,6	12,0	2,4	4
2431	TelBorba-138	0,90	1,05	30,5	8,4	0	4
2432	TelBorba--69	0,90	1,05	28,6	8,3	40	4
2434	Jaguariai-69	0,90	1,05	0	0	0	4
2435	Jaguariai-34	0,90	1,05	9,0	3,4	0	4
2436	Palmeira-138	0,90	1,05	13,4	6,3	2,4	4
2439	BATAVIA--138	0,90	1,05	6,1	2,2	0	4
2440	PLACA-JGI138	0,90	1,05	10,8	0,9	0	4
2442	Cleveland-138	0,90	1,05	21,2	11,3	2,4	4
2446	CER+FOC---69	0,90	1,05	2,4	0,9	0	4
2448	Laranjei--69	0,90	1,05	17,4	8,0	2,4	4
2449	MSMARIA--69	0,90	1,05	13,8	1,0	0	4
2451	Pinheiros-69	0,90	1,05	0	0	0	4
2452	QIguacu---69	0,90	1,05	12,8	4,0	2,4	4
2453	SADIA----138	0,90	1,05	17,9	6,5	0	4
2454	CSEGREDO--69	0,90	1,05	12,3	3,2	2,4	4
2455	SOsorio-Y-69	0,90	1,05	0	0	0	4
2456	Ubirata--69	0,90	1,05	16,7	6,6	3,6	4
2457	Olimpico-138	0,90	1,05	33,4	14,9	0	4
2458	CascavOe-230	0,95	1,05	0	0	0	2
2460	AALEGRE--138	0,90	1,05	4	1,6	0	4
2461	SaltNatal-69	0,90	1,05	0	0	0	4

Barra	Nome	Vmin (pu)	Vmáx (pu)	Pd (MW)	Qd (Mvar)	Shunt (Mvar)	Área
2462	PCONDGAS--69	0,90	1,05	0	0	0	3
2463	COPACOL--138	0,90	1,05	6,3	2,2	0	4
2464	Mourao-----2	0,90	1,05	6,1	1,8	0	4
2465	Altonia--138	0,90	1,05	10,9	3,4	0	4
2466	BarFerraz-69	0,90	1,05	11,0	8,5	0	4
2467	CMourao--69	0,90	1,05	0	0	0	4
2468	Colorado-138	0,90	1,05	14,5	7,0	2,4	4
2469	Mambore---69	0,90	1,05	0	0	0	4
2470	Maringa3-138	0,90	1,05	0	0	0	4
2471	Mourao----69	0,90	1,05	0	0	0	4
2473	JTropica-138	0,90	1,05	24,2	9,7	0	4
2481	Figueira---6	0,90	1,05	0	0	0	4
2483	Araponga-138	0,90	1,05	51,4	29,6	4,8	4
2484	Astorga--138	0,90	1,05	18,1	7,3	2,4	4
2485	Figueira-138	0,90	1,05	0	0	0	4
2486	JBandeir-138	0,90	1,05	31,2	17,7	4,8	4
2489	SAPlatin-138	0,90	1,05	17,1	5,9	4,8	4
2491	CristoRei138	0,90	1,05	16,5	5,1	0	4
2492	DXT+ATLAS138	0,90	1,05	7,1	2,9	0	4
2493	COCAMAR--138	0,90	1,05	12,4	4,3	0	9
2498	AcarayCF-138	0,90	1,05	0	0	0	4
2499	Acaray-CF-11	0,90	1,05	0	0	0	4
9321	CComprido-13	0,90	1,05	31,3	11,0	2,4	3
9322	DIND-SJP--13	0,90	1,05	11,5	3,2	0	3
9323	Jaguariai-13	0,9	1,05	9,0	3,8	0	4
9324	pgs-----T1	0,9	1,05	0	0	0	4
9325	pgs----34T1	0,9	1,05	22,0	10,0	9,6	4
9326	pgs----13T1	0,90	1,05	0	0	0	4
9424	pgs-----T2	0,90	1,05	0	0	0	4
9425	pgs----34T2	0,90	1,05	22,0	10,0	9,6	4
9426	pgs----13T1	0,90	1,05	0	0	0	4
9327	pgn-----T1	0,90	1,05	0	0	0	4
9328	pgn----34T1	0,90	1,05	7,0	2,0	2,4	4
9329	pgn----13T1	0,90	1,05	0	0	0	4
9427	pgn-----T2	0,90	1,05	0	0	0	4
9428	pgn----34T2	0,90	1,05	30,0	5,0	9,6	4
9429	pgn----13T2	0,90	1,05	4,2	2,0	4,8	4
9330	SaoMateus-34	0,90	1,05	7,3	2,5	0	4

Barra	Nome	Vmin (pu)	Vmáx (pu)	Pd (MW)	Qd (Mvar)	Shunt (Mvar)	Área
9331	SaoMateus-13	0,90	1,05	4,8	1,7	0	4
9332	CASSOBIO--13	0,90	1,05	20,0	8,5	0	3
9333	Figueira-FIC	0,90	1,05	0	0	0	4
9334	Figueira--13	0,90	1,05	16,3	10,4	0	4
9335	Areia----FIC	0,90	1,05	0	0	0	4
9336	Areia----13	0,90	1,05	2,2	0,6	0	4
9337	GPSouza--FIC	0,90	1,05	0	0	0	5
9338	GPSouza---13	0,90	1,05	3,8	1,1	0	5
9339	PBranco--FIC	0,90	1,05	0	0	0	4
9340	PBranco---34	0,90	1,05	16,3	6,2	0	4
9341	PBranco---13	0,90	1,05	22,7	9,9	9,6	4
9342	CIndustri-13	0,90	1,05	45,8	28,0	7,2	3
9437	MASISA---138	0,90	1,05	17,5	6,3	0	4
9800	LARANJ-Y--69	0,90	1,05	0	0	0	4
9814	BateiasF-230	0,95	1,05	0	0	0	2
9815	BateiasT-230	0,95	1,05	0	0	0	2
9816	CCompriF-230	0,95	1,05	0	0	0	2
9860	COAMO----138	0,90	1,05	8,0	0,6	0	4
9879	ApucaraF-138	0,90	1,05	0	0	0	4

Tabela B.3 Dados das Barras de Geração

Barra	Nome	Vmin (pu)	Vmáx (pu)	Pgmáx (MW)	Qgmin (Mvar)	Qgmáx (Mvar)	Área
507	CAPIVARA-4GR	0,95	1,05	580,0	-308,0	308,0	1
511	ROSANA---4GR	0,95	1,05	372,0	-144,0	144,0	1
512	S.GRANDE-4GR	0,95	1,05	70,0	-32,0	42,6	1
514	Chavante-4GR	0,95	1,05	400,0	-200,0	200,0	1
800	GBMunhoz-4GR	0,95	1,05	1500,0	-800,0	800,0	1
801	GBMunhoz-0CS	0,95	1,05	0	0	0	1
804	GPSouza---4GR	0,95	1,05	260,0	-120,0	138,0	1
805	GPSouza---0CS	0,95	1,05	0	0	0	1
802	AraucarG-0GR	0,95	1,05	0	0	0	1
803	AraucarV-0GR	0,95	1,05	0	0	0	1
808	SCaxias--4GR	0,95	1,05	1210,0	-600,0	600,0	1
809	SCaxias--0CS	0,95	1,05	0	0	0	1
810	GNBraga--3GR	0,95	1,05	940,0	-300,0	399,0	1
811	GNBraga--0CS	0,95	1,05	0	0	0	1
919	SOsor1a4-3GR	0,95	1,05	540,0	-111,0	165,0	1
920	SOsor1a4-1CS	0,95	1,05	0	0	0	1
921	SOsor5e6-2GR	0,95	1,05	340,0	-168,0	168,0	1
922	SOsor5e6-0CS	0,95	1,05	0	0	0	1
925	SSantiago-4GR	0,95	1,05	1200,0	-440,0	420,0	1
926	SSantiago-0CS	0,95	1,05	0	0	0	1
2350	Chamine----6	0,90	1,05	11,6	-3,6	3,6	3
2352	Guaricana--6	0,90	1,05	13,6	-14	14	3

**Tabela B.4 Denominação das linhas citadas**

Linha	Da barra	Nome	Para barra	nome
5	551	Assis B 230	553	Assis A 230
8	553	Assis A 230	552	Assis 440
10	611	Salto grde Y230	612	Salto Grde 230
18	813	Gralha Azul 230	822	Umbara 1 230
22	814	Bateias 230	895	Bateias 525
25	814	Bateias 230	9814	Bateias F 230
39	816	C Comprido 230	9816	C Comprido F 230
56	821	Umbara 2 230	822	Umbara 1 230
57	821	Umbara 2 230	960	Curitiba 230
60	822	Umbara 1 230	960	Curitiba 230
68	824	GB Munhoz 525	933	Areia 525
69	824	GB Munhoz 525	933	Areia 525
89	834	S Mateus 230	2424	Xisto 230
101	839	Cascavel 230	2458	Cascavel Oe 230
102	839	Cascavel 230	2458	Cascavel Oe 230
136	856	Segredo 525	933	Areia 525
137	856	Segredo 525	1060	S Santiago 525
201	889	Londrina C 230	1029	Londrina F 230
210	895	Bateias 525	897	S Caxias 525
211	897	S Caxias 525	808	S Caxias
214	898	F Chopin 230	848	F Chopin 138
223	934	Areia 230	1047	S Osório 230
233	960	Curitiba 230	834	S Mateus 230
234	960	Curitiba 230	959	Curitiba 525
235	960	Curitiba 230	959	Curitiba 525
240	999	Ivaiporã 525	66	Ivaiporã 525
241	999	Ivaiporã 525	66	Ivaiporã 525
242	999	Ivaiporã 525	66	Ivaiporã 525
372	2458	Cascavel Oe 230	896	Cascavel Oe 525