

**unesp** 

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA**

**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

**AVALIAÇÃO DA CAPACIDADE DE  
TRANSFERÊNCIA E ALÍVIO DE  
SOBRECARGAS EM REDES DE  
TRANSMISSÃO**

*Fábio Cassucci Gaino*

**Ilha Solteira - SP**

1210001541



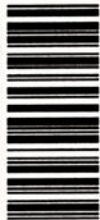
Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"

Faculdade de Engenharia – Campus de Ilha Solteira

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

## AVALIAÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSFERÊNCIA E ALÍVIO DE SOBRECARGAS EM REDES DE TRANSMISSÃO

1210001541



Dissertação submetida à Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira -UNESP- como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

**Autor: Fábio Cassucci Gaino**

**Orientador: Antonio Padilha Feltrin**

*Proc. 055/05 - NMD 006/05*

UNESP - "CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA"	
SERVIÇO TÉCNICO DE BIBLIOTECA E DOCUMENTAÇÃO	
DATA DE CHEGADA	DATA DE TOMBO
<i>03.12.04</i>	<i>28.02.05</i>
REGISTRADO POR	TOMBO
<i>Aizya</i>	<i>Te. 1541</i>
AQUISIÇÃO	CLASSIFICAÇÃO
<i>Doação Autor R\$ 10,00</i>	<i>G142a</i>

Ilha Solteira – SP  
Outubro de 2004.

*Co Sys 322815  
Sys 58855*

BCpIS - FEIS - UNESP



FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Seção Técnica de Aquisição e Tratamento da Informação/Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação da UNESP-Ilha Solteira

Gaino, Fábio Cassucci

G142a Avaliação da capacidade de transferência e alívio de sobrecargas em redes de transmissão / Fábio Cassucci Gaino. -- Ilha Solteira : [s.n.], 2004  
73 p. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2004

Orientador: Antonio Padilha Feltrin

Bibliografia: p. 70-71

1. Potência reativa (Engenharia elétrica). 2. Sistemas de energia elétrica. 3. Energia elétrica - Transmissão.

30404029

# **AVALIAÇÃO DA CAPACIDADE DE TRANSFERÊNCIA E ALÍVIO DE SOBRECARGAS EM REDES DE TRANSMISSÃO**

*Fábio Cassucci Gaino*

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA À FACULDADE DE ENGENHARIA - CAMPUS DE  
ILHA SOLTEIRA – UNESP – COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS  
PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA

COMISSÃO EXAMINADORA:

*A. A. Carvalho*

**Prof. Dr. Aparecido Augusto de Carvalho**  
Coordenador do Programa de Pós-Graduação  
em Engenharia Elétrica

*Antonio Padilha Feltrin*  
**Prof. Dr. Antonio Padilha Feltrin – orientador**

*Júlio César Rezende Ferraz*  
**Dr. Júlio César Rezende Ferraz**

*José Roberto Sanches Mantovani*  
**Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani**

Ilha Solteira-SP, setembro de 2004

BCpIS - FEIS - UNESP

## Agradecimentos

“Agradeço, primeiramente, a Deus por ter me dado saúde e força para enfrentar todos os obstáculos e conduzir até o fim este trabalho.

Agradeço aos meus pais, Sérgio Gaino e Neusa Ap. Cassucci Gaino e meus irmãos Sérgio Henrique Gaino e Andresa Cassucci Gaino, pelo apoio incondicional em todos os momentos, inclusive nos mais difíceis.

A Luciana Carvalho Caldeirão um agradecimento especial, pelo apoio incondicional e pelo carinho que me tem dedicado.

Ao professor Antonio Padilha Feltrin pelos seus ensinamentos e pelo exemplo de dignidade e retidão de caráter e por ter-me imprimido a sede do saber.

Ao professor José Roberto Sanches Mantovani por sua compreensão, dedicação e por sempre contribuir com idéias valiosas.

Aos professores Dilson Amâncio Alves, Percival Bueno de Araujo e Carlos Roberto Minussi que contibuiram muito com críticas e sugestões.

Aos colegas de laboratório, Iara, Luís Gustavo, Rodrigo, Antonio Marcos, Delberis, Luís Fernando, Marcelo, Eduardo Shigueo, Amil, Eduardo Moreti, Eduardo Caixeta, Aislan, José Luis, pós-doutores em solidariedade humana e que se tornaram meus amigos fraternais.

É muito difícil agradecer a todos sem esquecer, inevitavelmente, de alguém, mas aos que esqueci, meu pedido de perdão e meus agradecimentos sinceros.”

## Resumo

Neste trabalho apresenta-se uma forma eficiente e rápida para avaliação da capacidade de transferência de potência entre áreas de um sistema de energia elétrica. Além da precisão nos cálculos outra grande vantagem do método apresentado aqui é a velocidade com que os resultados são obtidos, independentemente do tamanho do sistema a ser estudado. O método utiliza a teoria de círculos aplicada ao sistema de potência para calcular a máxima transferência de potência disponível do sistema (*ATC – Available Transfer Capability*) sem provocar a sobrecarga de nenhuma linha e indicar a linha limitante à transferência de potência, portanto o método fornece um índice muito importante para a segurança do sistema. A determinação da ATC é possível devido à utilização do PTDF (*Power Transfer Distribution Factor*) que indica como a potência injetada fluirá nas linhas de transmissão. Um fator incremental de distribuição de transferência de potência (PTDF) representa a mudança relativa no fluxo de potência em uma linha específica devido a uma alteração na quantidade de potência injetada em um par de barras, ou seja, esses fatores expressam a sensibilidade entre o fluxo de potência na linha e a injeção na barra.

Outros índices importantes apresentados nesta dissertação são os fatores de sensibilidade com os quais é possível determinar as ações para as sobrecargas detectadas através da ATC (alteração da potência reativa em geradores e taps em transformadores). A grande extensão e as recentes interligações entre os sistemas reais dificultam a

determinação de qual transformador ou gerador é o mais indicado para eliminar ou atenuar sobrecargas. Os fatores de sensibilidades apresentados aqui procuram apresentar um *ranking*, entre geradores e transformadores, indicando quais são os mais influentes na eliminação da sobrecarga na linha. Estes fatores de sensibilidade são baseados na análise de sensibilidade de primeira ordem e estabelecem uma relação entre fluxos (ativo e reativo) nas linhas e as injeções de potência nas barras e relação entre o fluxo nas linhas e alteração dos taps dos transformadores.

Resultados que demonstram o desempenho das metodologias apresentadas foram realizadas utilizando dois sistemas: um sistema de pequeno porte, Cigré 32 barras, e um sistema real de grande porte, sistema Sul-Sudeste-Centro-Oeste brasileiro, composto de aproximadamente 3500 barras.

## Abstract

In this work, an efficient and robust evaluation of power transfer capacity between areas of an electric energy system is presented. Besides the precision in calculation, another important advantage of the proposed method is the speed with results are obtained, independently of the studied system size. The method utilizes the theory of circles applied in power systems aimed at establishing the maximum available power transfer of a system (ATC - Available Transfer Capacity), avoiding overloading of any line and increasing the limiting bus for power transfer. Thus, the method provides a very important security index for the system. Evaluation of ATC is possible due to the utilization of PTDF (Power Transfer Distribution Factor) that indicates how the injected power will flow through transmission lines. Incremental factor of power transfer distribution (PTDF) represents the relative change in the power flow through a specific line due to alteration in the quantity of injected power in a pair of buses. In this factor, expresses the sensitivity between the power flow through a line and the power injection in the buses.

Another important indices presented in this work are the sensitivity factors that are used to determine the actions that will be performed in order to eliminate overloading devices by using the ATC (alteration of reactive power in generators and taps in transformers). Nowadays, interconnection of large power systems makes difficult to determine which



transformer or generator is the most indicated to eliminate or to attenuate overloading. Sensitivity factors presented here are based on the analysis of first-order sensitivity and establish two relations: one between power flows (active and reactive) through lines and power injection in buses, and the other between the power flows through lines and alteration of transformer taps.

Results that demonstrate the performance of proposed methodology were obtained by using two systems: one system of small size, Cuzco 13-bus, and one real-life system of large size, South-Southeast-Center-West Brazilian system, composed of 3500 buses approximately.

## Abstract

In this work, an efficient and robust evaluation of power transfer capacity between areas of an electric energy system is presented. Besides the precision in calculation, another important advantage of the proposed method is the speed with results are obtained, independently of the studied system size. The method utilizes the theory of circles applied in power systems aimed at calculating the maximum available power transfer of a system (*ATC – Available Transfer Capability*) avoiding overloading of any line and indicating the limiting line for power transfer. Thus, the method provides a very important security index for the system. Evaluation of ATC is possible due to the utilization of PTDF (*Power Transfer Distribution Factor*) that indicates how the injected power will flow through transmission lines. Incremental factor of power transfer distribution (PTDF) represents the relative change in the power flow through a specific line due to alteration in the quantity of injected power in a pair of buses, i.e., this factor expresses the sensitivity between the power flow through a line and the power injection in the buses.

Another important indices presented in this work are the sensitivity factors that are used to determine the actions that will be performed in order to eliminate overloading detected by using the ATC (alteration of reactive power in generators and taps in transformers). Nowadays, interconnection of large power systems makes difficult to determine which



transformer or generator is the most indicated to eliminate or to attenuate overloading. Sensitivity factors presented here are based on the analysis of first-order sensitivity and establish two relations: one between power flows (active and reactive) through lines and power injection in buses; and the other between the power flow through lines and alteration of transformers taps.

Results that demonstrate the performance of proposed methodology were obtained by using two systems: one system of small size, Cigré 32-bus, and one real-life system of large size, South-Southeast-Center-West Brazilian system, composed of 3500 buses, approximately.

II.1 - INCLUINDO O FLUXO DE POTÊNCIA REATIVA NA ATC LINEAR	10
II.1.1 - OBTENÇÃO DO CRÍULO $\mu$	10
II.2 - LIMITE TÉRMICO DA LINHA E ATC	11
II.3 - FATORES DE DISTRIBUIÇÃO	12
II.3.1 - Cálculo detalhado dos PDPs	13
II.3.2 - Exemplo de cálculo dos PDPs para um sistema de três barras	14
II.4 - CIRCULOS LIMITANTES E DE OPERAÇÃO	18
II.5 - INCORPORANDO O FLUXO DE POTÊNCIA REATIVA NA ATC LINEAR	19
II.5.1 - MÁXIMO FLUXO COMPLETO NA LINHA	20
II.5.2 - CÁLCULO DA ATC	23
II.7 - CARACTERÍSTICAS DE IMPLEMENTAÇÃO	24
II.7.1 - MODELAGEM DOS TRANSFORMADORES	25
II.7.2 - DETERMINAÇÃO DOS CASOS INATIVOS	26
II.8 - IMPLEMENTAÇÃO	28
III - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	31
III.1 - SITUAÇÃO EM GERADORES	31
III.2 - SITUAÇÃO EM ELEMENTOS ENTRE BARRAS	32



# Sumário

<b>I - INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
<b>II. DETERMINAÇÃO DA ATC EM REDES DE TRANSMISSÃO</b>	<b>5</b>
<b>II.1 – ATC LINEAR</b>	<b>6</b>
<b>II.2 – INCLUINDO O EFEITO DA POTÊNCIA REATIVA NA ATC LINEAR</b>	<b>7</b>
II.2.1 – OBTENÇÃO DO CÍRCULO P-Q	7
<b>II.3 – LIMITE TÉRMICO DA LINHA E ATC</b>	<b>11</b>
<b>II.4 – FATORES DE DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>12</b>
II.4.1 – Cálculo detalhado dos PTDFs	13
II.4.2 - Exemplo de cálculo dos PTDFs para um sistema de três barras	14
<b>II.5 – CÍRCULOS LIMITANTES E DE OPERAÇÃO</b>	<b>18</b>
<b>II.6 – INCORPORANDO O FLUXO DE POTÊNCIA REATIVA NA ATC LINEAR</b>	<b>19</b>
II.6.1 – MÁXIMO FLUXO COMPLEXO NA LINHA	20
II.6.2 – CÁLCULO DA ATC	23
<b>II.7 – CARACTERÍSTICAS DA IMPLEMENTAÇÃO</b>	<b>24</b>
II.7.1 – MODELAGEM DOS TRANSFORMADORES	24
II.7.2 – DETERMINAÇÃO DOS CASOS INFACTÍVEIS	26
<b>II.8 – IMPLEMENTAÇÃO</b>	<b>28</b>
<b>III - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE</b>	<b>31</b>
<b>III.1 – ATUAÇÃO EM GERADORES</b>	<b>33</b>
<b>III.2 – ATUAÇÃO EM ELEMENTOS ENTRE BARRAS</b>	<b>37</b>

<b>IV - RESULTADOS</b>	<b>42</b>
<b>IV.1 – Sistema 7 Barras</b>	<b>42</b>
IV.1.1 – ATC	43
<b>IV.2 – Sistema Cigré 32 Barras</b>	<b>45</b>
IV.2.1 – ATC	47
IV.2.2 – Sensibilidades	49
IV.2.2.1 – <i>Sensibilidades das Variáveis de Barras</i>	49
IV.2.2.2 – <i>Sensibilidades das Variáveis dos Transformadores</i>	56
<b>IV.3 – Sistema Real Sul-Sudeste-Centro-Oeste Brasileiro</b>	<b>59</b>
IV.3.1 – ATC	60
IV.3.2 – Sensibilidades	63
IV.3.2.1 – <i>Sensibilidades das Variáveis de Barras</i>	64
IV.3.2.2 – <i>Sensibilidades das Variáveis dos Transformadores</i>	65
<b>V – CONCLUSÕES</b>	<b>67</b>
<b>V.2 – Sugestões para Trabalhos Futuros</b>	<b>68</b>
<b>VI – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>70</b>
<b>APÊNDICE A</b>	<b>72</b>
Dados da solução do fluxo de potência para o sistema Cigré 32 barras	72



## Índice de Figuras:

<u>Figura 2.1:</u> Linha de Transmissão: Modelo curto.....	8
<u>Figura 2.2:</u> Linha de transmissão: modelo- $\pi$ .....	10
<u>Figura 2.3:</u> Sistema 3-barras para o caso base [10].....	15
<u>Figura 2.4:</u> Círculos de operação e limitante para o modelo curto de linha de transmissão. 18	
<u>Figura 2.5:</u> Círculos de operação e limitante para o modelo $\pi$ de linha de transmissão.....	19
<u>Figura 2.6:</u> Interpretação gráfica da solução quadrática.....	23
<u>Figura 2.7:</u> Modelo de transformador com tap variável.....	24
<u>Figura 2.8:</u> Interpretação dos casos infactíveis.....	26
<u>Figura 2.9:</u> Cálculo da ATC Linear considerando a Potência reativa.....	30
<u>Figura 3.1:</u> Modelo de transformador com tap móvel.....	38
<u>Figura 4.1:</u> Sistemas de 7 barras – Caso Base .....	43
<u>Figura 4.2:</u> Condição final após a transferência de potência.....	45
<u>Figura 4.3:</u> Sistema Cigré 32 barras .....	46
<u>Figura 4.4:</u> Rede de Transmissão da CTEEP.....	59
<u>Figura 4.3:</u> Região da linha limitante antes da transferência de potência entre as barras ....	61
<u>Figura 4.4:</u> Região da linha limitante depois da transferência de potência entre as barras ..	63



## Índice de Tabelas:

<u>Tabela 2.1:</u> Parâmetros de linha para o sistema 3-barras .....	<u>15</u>
<u>Tabela 4.1:</u> Resultados dos sistema 7-barras. Transferência 6-4 .....	<u>44</u>
<u>Tabela 4.2:</u> Resultados da ATC para o sistema Cigré 32 barras.....	<u>47</u>
<u>Tabela 4.3:</u> Principais linhas limitantes do sistema Cigré 32 barras: Transferência 32-22..	<u>48</u>
<u>Tabela 4.4:</u> Fator de Sensibilidade: Caso Base.....	<u>51</u>
<u>Tabela 4.5:</u> Fator de Sensibilidade: Caso Base + 22 como PQ .....	<u>52</u>
<u>Tabela 4.6:</u> Fator de Sensibilidade: Caso Base + 15 como PQ .....	<u>53</u>
<u>Tabela 4.7:</u> Fator de Sensibilidade: Caso Base + 16 como PQ .....	<u>54</u>
<u>Tabela 4.8:</u> Fator de Sensibilidade: Todas as PV como PQ.....	<u>55</u>
<u>Tabela 4.9:</u> Suporte Reativo necessário para a eliminação da sobrecarga – Caso Base .....	<u>56</u>
<u>Tabela 4.10:</u> Sensibilidades dos transformadores – Caso Base .....	<u>57</u>
<u>Tabela 4.11:</u> Resultados da ATC para o sistema brasileiro: Carga Média.....	<u>60</u>
<u>Tabela 4.12:</u> Principais linhas limitantes do sistema brasileiro-Carga Media:Transferência 189-517 .....	<u>62</u>
<u>Tabela 4.13:</u> Geração de potência reativa necessária para ao alívio da linha 530-551– Sistema brasileiro .....	<u>64</u>
<u>Tabela 4.14:</u> Transformadores mais influentes ao fluxo na linha 530-551. ....	<u>66</u>

## I - Introdução

---

A transformação dos sistemas de energia elétrica de sistemas com estruturas verticais para uma estrutura com empresas independentes de geração, transmissão e distribuição tem provocado grande impacto nas companhias transmissoras de energia elétrica. Nesta nova estrutura, as empresas transmissoras, têm novas necessidades em termos de tecnologias e programas computacionais para operação e planejamento das redes. Neste novo ambiente um dos problemas relevantes é o cálculo da capacidade de transferência disponível (ATC – *Available Transfer Capability*) de maneira rápida e eficiente.

A capacidade de transferência disponível de um sistema de transmissão é uma medida da capacidade não utilizada do sistema e depende de inúmeros fatores, tais como: despacho de geração (ativa e reativa) do sistema, nível de carga do sistema, distribuição das cargas na rede, transferências de potência entre áreas, topologia da rede e dos limites impostos pela rede de transmissão devido as considerações térmicas, de estabilidade de tensão. Está claro que a informação obtida da ATC é importante para a operação segura de sistemas de potência desregulados pois reflete a realidade física do sistema de transmissão tal como nível de demanda consumida, modelo de rede, despacho de geração e transferência de energia entre os sistemas vizinhos.

Uma das formas mais utilizadas para o cálculo da capacidade de transferência é o método do fluxo de potência continuado [1]. Este método, em geral, encontra o máximo



valor de potência que pode ser injetada em um conjunto de barras de um sistema de potência. Inicialmente, o fluxo continuado aumenta o fator de carregamento em passos discretos e resolve um problema de fluxo de potência em cada passo, resultando em tempo computacional considerável, e este motivo que dificulta a sua utilização para a determinação da ATC em grandes sistemas de potência.

Outras formas de cálculo da ATC encontradas na literatura utilizam algoritmos de seleção do estado do sistema, como Monte Carlo não-sequencial e Enumeração, e Programação Linear com Fluxo de Potência Linear DC para analisar e otimizar cada estado selecionado [2].

O método apresentado neste trabalho descreve uma forma de determinação da ATC entre duas regiões do sistema de transmissão, a partir do conjunto inicial de condições operacionais do sistema [3]. O método apresenta os conceitos necessários para incluir a potência reativa nos métodos lineares de cálculo da ATC. Equações exatas de círculos para o fluxo complexo na linha de transmissão são utilizadas para a determinação da ATC a partir de fatores de distribuição de potência ativa (PTDF – *Power Transfer Distribution Factor*). A ATC é utilizada para identificar componentes da rede (linhas e transformadores) limitantes para realizar uma determinada transferência de potência. A partir desta informação da linha (ou transformador) limitante, uma análise de sensibilidade é realizada para identificar soluções para alívio da sobrecarga, os pontos mais favoráveis para fortalecer o sistema e aumentar a ATC do mesmo.

No entanto, para uma empresa exclusivamente de transmissão, como é o caso da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP, é interessante tentar melhorar as condições de operação (e eliminar sobrecargas) a partir de alterações na própria rede. Atuando em suporte reativo das barras, seja alterando as injeções de potência reativa ou através da alteração dos taps dos transformadores: equipamentos de propriedade da própria empresa de transmissão. A indicação dos equipamentos de rede mais eficazes no alívio do carregamento de determinadas linhas é obtida a partir de uma análise de sensibilidade. Com estas sensibilidades é possível determinar qual a barra ou transformador, entre todas do sistema, exercerá maior influência na eliminação das sobrecargas nas linhas de transmissão. Sobrecargas que podem ser originadas devido a altas transferências de potência entre as regiões do sistema. Neste trabalho, os fatores de



sensibilidade são baseados no estudo da sensibilidade da geração de potência reativa em relação às variações dos fluxos de potência ativa e reativa nas linhas. A essência do método está na utilização da técnica de análises de sensibilidades de primeira ordem. As informações obtidas pela análise destas sensibilidades são usadas para identificar um conjunto de barras que possuem maior influência sobre a linha sobrecarregada.

Na literatura atual as metodologias utilizadas para o alívio das sobrecargas nas linhas de transmissão referem-se somente à retirada de operação de linhas de transmissão e/ou transformadores, baseadas em cálculos de sensibilidades e análise da matriz  $Z$ , como apresentado em [4-5].

O método apresentado pode ser facilmente empregado em companhias de transmissão, pois utiliza como dados de entrada informações facilmente obtidas com programas de fluxo de potência (como o ANAREDE, por exemplo) e requer um esforço computacional muito pequeno. Constituí, portanto, uma ferramenta importante para o setor elétrico.

Esta dissertação apresenta um algoritmo que determina se o limite térmico é alcançado quando é executada uma transferência de potência, e apresenta procedimentos de redes utilizados para eliminar possíveis sobrecargas em linhas, ou transformadores para aumentar a quantidade de potência possível de ser transferida. No capítulo II apresenta-se um método para a incorporação dos efeitos do fluxo de potência reativa no cálculo da ATC linear estática. Este método é baseado em equações de círculos que representam os pontos de operação e os pontos limites para o fluxo de potência nas linhas de transmissão. O capítulo III é constituído de um algoritmo para o cálculo de fatores de sensibilidade que relacionam os fluxos de potência ativa e reativa com as injeções de potência reativa nas barras e os taps dos transformadores do sistema. Estes fatores de sensibilidade são baseados em análise de sensibilidades de primeira ordem e indicam em quais equipamentos do sistema (barras ou transformadores) deve-se atuar para eliminar as sobrecargas do sistema. No capítulo IV apresentam-se os resultados obtidos para a ATC e os fatores de sensibilidade. Os resultados apresentados neste capítulo são referentes aos dois sistemas utilizados para a análise: o sistema Cigré 32 barras e 40 linhas encontrado em [3] e o sistema real Sul-Sudeste-Centro-Oeste brasileiro composto de aproximadamente 3500 barras e 4500 linhas de transmissão, em três diferentes patamares de carga, leve, média e



pesada referentes ao ano de 2003 (dados obtidos junto ao ONS – Operador Nacional do Sistema, e disponível no site: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br) ).

As metodologias apresentadas nesta dissertação encontram aplicação direta em operação e planejamento de sistemas de energia elétrica.



## II. Determinação da ATC em Redes de Transmissão

---

Atualmente, o cálculo da ATC vem sendo feito através de modelos de rede AC ou DC, em técnicas determinísticas ou probabilísticas.

Com técnicas determinísticas torna-se necessário o conhecimento do problema como um todo sendo possível fazer afirmações categóricas que dizem toda a verdade sobre o comportamento do sistema. Trabalhos que utilizam técnicas determinísticas como em [7] utilizam diversas matrizes para que o sistema possa ser inteiramente descrito através delas e seja possível o cálculo da ATC.

Em [7] é apresentada uma detalhada formulação utilizada no cálculo da ATC de forma rápida. Esta formulação é baseada em aumentos lineares incrementais da carga no fluxo de potência, até que o carregamento térmico das linhas seja alcançado. Uma eficiente implementação linear aumenta a velocidade no processo de determinação da ATC processando um grande número de contingências na determinação da ATC para cada transferência específica.

Com técnicas probabilísticas o conhecimento de uma amostra do sistema já é suficiente para que se possa obter informações do sistema como um todo. Faz-se inferência sobre o todo com base na amostra. Para utilizar técnicas probabilísticas como em [2], é necessário a definição de uma função de probabilidade (*Probability Density Function*,

*PDF*) que define o montante de potência que pode ser transferido de um sistema/área para outro.

Em [2] os autores procuram determinar a ATC com a utilização de simulação Monte Carlo não-seqüencial para selecionar o estado do sistema e programação linear com fluxo de potência linear DC, para analisar e otimizar cada estado selecionado. Com esta metodologia é possível determinar os melhores pontos no sistema para se adicionar novos agentes (geradores e cargas), de forma a se maximizar a ATC sem violar um nível de confiabilidade pré-estabelecido. Neste processo, a função de probabilidade para a ATC é determinada considerando-se as incertezas provenientes das indisponibilidades dos equipamentos.

Neste trabalho utilizaram-se técnicas determinísticas, pois se trata de ambientes onde as partes se interagem de uma forma perfeitamente previsível, não dando lugar a dúvidas, ao passo que, em ambientes probabilísticos uma previsão detalhada pode requerer estudos intensivos, o que pode inviabilizar a utilização de metodologias probabilísticas para grandes sistemas de transmissão.

## II.1 – ATC LINEAR

No estudo de grandes sistemas, envolvendo muitas direções e diversas configurações de cenários, torna-se necessária a utilização da ATC Linear devido ao pequeno esforço computacional que é atribuído à esta técnica. Esta técnica lineariza a relação entre a injeção de potência ativa na rede e os módulos das tensões e ângulos das barras, e, através dos fatores de distribuição de potência (*PTDF – Power Transfer Distribution Factor*), lineariza a relação entre as injeções de potência na rede e o fluxo de potência ativa na linha [8]. Fatores de distribuição têm sido amplamente utilizados não somente em aplicações de segurança como Análise de Contingência Linear, mas também em algoritmos de otimização, como Fluxo de Potência Ótimo com programação linear [9].

No método clássico de cálculo da ATC Linear a potência reativa e as tensões são desconsideradas. Portanto, a ATC é determinada através da diferença entre a capacidade máxima da linha ( $S_{jk}^{\max}$ ) e o fluxo de potência ativa que flui nesta linha ( $P_{jk}^0$ ) no caso base, e esta diferença deve ser dividida pelo PTDF da linha.



$$ATC_{i \rightarrow s}^{\text{térmico}} = \min \{ \Delta P_i^{*jk} : \text{todas as linhas } jk \}$$

$$\Delta P_i^{*jk} \equiv (S_{jk}^{\max} - P_{jk}^0) / \rho_{jk, i \rightarrow s}$$

O fato de não considerar o fluxo de potência reativa provoca erros na determinação da ATC, e estes erros são proporcionais à magnitude do fluxo de potência reativa na linha, ou seja, quanto maior o fluxo de potência reativa na linha, maior será o erro no cálculo da ATC, conforme apresentado em [10] para um sistema teste de 7 barras.

A incorporação do fluxo de potência reativa no cálculo da ATC Linear resulta em um pequeno aumento no esforço computacional, mas elimina a fonte de erro causada pela desconsideração do fluxo de potência reativa.

## II.2 – INCLUINDO O EFEITO DA POTÊNCIA REATIVA NA ATC LINEAR

Um trabalho pioneiro que trata da inclusão do fluxo de potência reativa no cálculo da ATC linear estática foi o realizado por Santiago Grijalva *et al.* e apresentado em [3], [10] e [11].

Uma das limitações da ATC linear é a falta de informação com relação ao efeito do fluxo de potência reativa, que pode provocar erros significativos nos valores da ATC. Este capítulo descreve um método para incorporar o efeito do fluxo de potência reativa na linha de transmissão no cálculo da ATC linear estática. O método é baseado na estimação do fluxo complexo na linha após a ocorrência de uma transferência e estabelece uma correlação entre os limites MW-MVAr. Desde que o cálculo permaneça baseado nos fatores de distribuição de potência ativa, estes fatores podem também ser utilizados para o supervisionamento dos limites térmicos das linhas.

### II.2.1 – OBTENÇÃO DO CÍRCULO P-Q

Com a finalidade de obter uma relação entre o fluxo em linhas de transmissão e o círculo P-Q, apresentam-se as equações de fluxo para os modelos de linhas considerados.



O modelo de linha de transmissão curta, que considera somente as reatâncias série, é mostrado na figura 2.1.

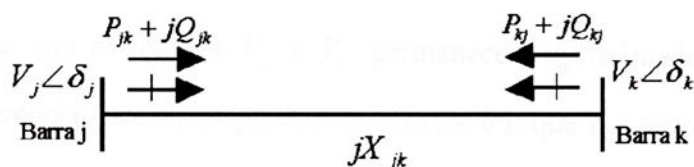


Figura 2.1: Linha de Transmissão: Modelo curto.

A equação do fluxo de potência complexo que sai da barra  $j$  para a barra  $k$  pode ser expresso pela equação (2.1).

$$\begin{aligned}
 S_{jk} &= P_{jk} + jQ_{jk} \\
 &= V_j V_k Y_{jk} \text{sen}(\theta_j - \theta_k) \\
 &\quad + j[V_j^2 Y_{jk} - V_j V_k Y_{jk} \text{cos}(\theta_j - \theta_k)]
 \end{aligned}
 \tag{2.1}$$

sendo que as magnitudes de tensão  $V_j$  e  $V_k$ , e os ângulos  $\theta_j$  e  $\theta_k$ , são as variáveis de estado que dependem da condição de operação do sistema de potência. Em (2.1),  $Y_{jk}$  representa a magnitude da admitância da linha que é dada por  $G_{jk} + jB_{jk} = 1/(R_{jk} + jX_{jk})$  sendo que  $R_{jk} = 0$  para este modelo de linha de transmissão.

Pretende-se determinar uma relação entre a potência ativa e a potência reativa em uma linha de transmissão ( $P$  vs.  $Q$ ), quando ocorre uma transferência de potência no sistema. Uma *transferência de potência* é definida como o aumento na potência ativa gerada em uma ou mais barras, e o correspondente decréscimo em uma ou mais barras da mesma quantidade de potência ativa.

Partindo da equação (2.1), separando a parte real e imaginária, elevando-as ao quadrado e rearranjando os termos, obtém-se:

$$P_{jk}^2 = (V_j V_k Y_{jk})^2 \text{sen}^2(\theta_j - \theta_k)
 \tag{2.2}$$

$$(V_j^2 Y_{jk} - Q_{jk})^2 = (V_j V_k Y_{jk})^2 \text{cos}^2(\theta_j - \theta_k)
 \tag{2.3}$$



Somando-se as equações (2.2) e (2.3), tem-se:

$$P_{jk}^2 + (V_j^2 Y_{jk} - Q_{jk})^2 = (V_j V_k Y_{jk})^2 \quad (2.4)$$

Admitindo-se que as tensões  $V_j$  e  $V_k$  permanecem aproximadamente constantes durante uma transferência (isto é;  $\partial V_k / \partial P_i \cong \partial V_j / \partial P_i \cong 0$ ), que é a aproximação utilizada no cálculo do ATC Linear, então a equação (2.4) torna-se a equação de um círculo no plano  $P_{jk}$  vs.  $Q_{jk}$  que é centrado em:

$$(P_{jk^\circ}, Q_{jk^\circ}) = (0, V_j^2 Y_{jk}) \quad (2.5)$$

e raio igual a:

$$S_{jk^\circ} = V_j V_k Y_{jk} \quad (2.6)$$

Na equação (2.5), as indicações  $(\circ, \circ)$  representam que as variáveis são coordenadas do plano  $(P-Q)$ .

Conseqüentemente, se a magnitude das tensões nos terminais da linha de transmissão não se alteram muito durante uma transferência, os fluxos de potência ativa e reativa podem ser relacionados por uma equação de círculo.

Como em geral  $S_{jk} \neq -S_{kj}$ , os círculos que cada terminal da linha de transmissão descrevem são diferentes. O círculo do terminal  $k$  é dado pela equação:

$$P_{kj}^2 + (V_k^2 Y_{kj} - Q_{kj})^2 = (V_j V_k Y_{jk})^2 \quad (2.7)$$

e o círculo descrito pelo terminal  $j$  pode ser representado pela equação:



$$P_{jk}^2 + (V_j^2 Y_{jk} - Q_{jk})^2 = (V_k V_j Y_{jk})^2 \quad (2.8)$$

Observe também que os raios dos círculos que cada terminal da linha descreve têm o mesmo valor.

O modelo de linha de transmissão curta possui uma aplicação muito restrita em sistemas de transmissão reais, onde é mais utilizado o *modelo- $\pi$*  de linha de transmissão, que é mostrado na figura 2.2.

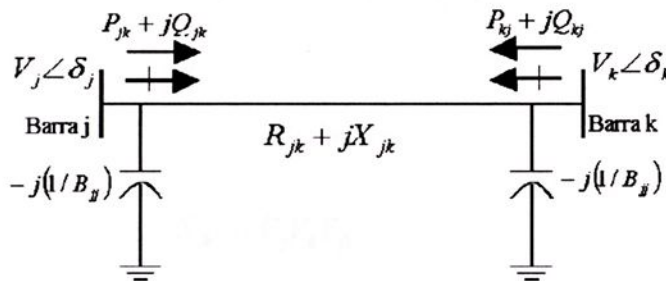


Figura 2.2: Linha de transmissão: modelo- $\pi$

O fluxo de potência complexo da barra  $j$  para barra  $k$  :

$$\begin{aligned} S_{jk} &= P_{jk} + jQ_{jk} \\ &= V_j^2 G_{jk} - V_j V_k Y_{jk} \cos(\theta_j - \theta_k + \alpha_{jk}) \\ &\quad + j[V_j^2 B_{jj} - V_j^2 B_{jk} - V_j V_k Y_{jk} \sin(\theta_j - \theta_k + \alpha_{jk})] \end{aligned} \quad (2.9)$$

sendo as magnitude de tensão  $V_j$  e  $V_k$ , e os ângulos  $\theta_j$  e  $\theta_k$ , as variáveis de estado. Nesta equação,  $Y_{jk}$  e  $-\alpha_{jk}$  são respectivamente a magnitude e o ângulo da admitância da linha que é dado por  $G_{jk} + jB_{jk} = 1/(R_{jk} + jX_{jk})$ .

Separando os componentes real e imaginária de (2.9) e reorganizando os termos, obtém-se:

$$\begin{aligned} (P_{jk} - V_j^2 G_{jk}) &= -V_j V_k Y_{jk} \cos(\theta_j - \theta_k + \alpha_{jk}) \\ (Q_{jk} + V_j^2 B_{jj} + V_j^2 B_{jk}) &= -V_j V_k Y_{jk} \sin(\theta_j - \theta_k + \alpha_{jk}) \end{aligned} \quad (2.10)$$

Elevando-se ao quadrado ambos os lados das equações (2.10) e somando-as, tem-se:

$$(P_{jk} - V_j^2 G_{jk})^2 + (Q_{jk} + V_j^2 B_{jj} + V_j^2 B_{jk})^2 = (V_j V_k Y_{jk})^2 \quad (2.11)$$

Fazendo as mesmas considerações com relação a constância das tensões nos terminais da linha durante uma transferência, a equação (2.11) representa um círculo no plano  $P_{jk}$  vs.  $Q_{jk}$ , com centro em:

$$(P_{jk^o}, Q_{jk^o}) = (V_j^2 G_{jk}, -V_j^2 B_{jj} - V_j^2 B_{jk}) \quad (2.12)$$

e cujo o raio é

$$S_{jk^o} = V_j V_k Y_{jk} \quad (2.13)$$

Substituindo-se (2.12) e (2.13) em (2.11) obtém-se

$$(P_{jk} - P_{jk^o})^2 + (Q_{jk} - Q_{jk^o})^2 = S_{jk^o}^2 \quad (2.14)$$

sendo, em geral,  $P_{jk^o} \neq P_{kj^o}$  e  $Q_{jk^o} \neq Q_{kj^o}$  embora o raio dos dois círculos tenham o mesmo valor.

### II.3 – LIMITE TÉRMICO DA LINHA E ATC

Certamente a mais relevante das restrições de segurança no cálculo da ATC é o limite térmico da linha de transmissão (MVA). Denota-se por  $|S_{jk}|$  a magnitude do fluxo de potência complexa através da linha j-k, no sentido da barra j para a barra k. O limite térmico desta linha  $S_{jk}^{\max}$  é um valor escalar constante especificado. Para uma transferência



de  $\Delta P$  megawatts entre as áreas  $i$  e  $s$ ,  $|S_{jk}|$  deve ser sempre menor que  $S_{jk}^{\max}$ . Quando esta condição não é verdadeira para alguma linha  $j$ - $k$ , então se diz que esta linha está *sobrecarregada*, e que a linha é *limitante* para a transferência.

Portanto, o problema básico da ATC quanto a limites térmicos de segurança consiste em determinar a máxima quantidade de potência  $+\Delta P$  que a ser entregue em uma transferência entre gerador  $i$  (exportadora) e gerador  $s$  (importadora) tal que  $|S_{jk}| < S_{jk}^{\max}$  para todas as linhas  $j$ - $k$  no sistema, dado um estado de operação inicial do sistema.

## II.4 – FATORES DE DISTRIBUIÇÃO

Um fator incremental de distribuição de transferência de potência (PTDF) representa a mudança relativa no fluxo de potência em uma linha específica devido a uma alteração na quantidade de potência injetada em um par de barras, ou seja, esses fatores expressam a sensibilidade entre o fluxo de potência na linha e a injeção na barra.

Assumindo que uma transferência de  $\Delta P$  MW ocorre entre as áreas  $i$  e  $s$  no sistema de potência, a injeção de potência ativa na barra  $i$  (e extração na barra  $s$ ) resultará na variação do fluxo de potência através das linhas de transmissão. A variação da potência ativa fluindo através de uma linha específica  $j$ - $k$  ( $\Delta P_{jk}$ ) pode ser aproximadamente relacionada à injeção de potência na barra  $i$  ( $\Delta P_i$ ) e uma redução simultânea na barra  $s$ , por um fator de distribuição de potência ativa:

$$\rho_{jk,i \rightarrow s} = \Delta P_{jk} / \Delta P_i \quad (2.15)$$

Os PTDFs podem ser determinados pela avaliação da sensibilidade linearizada no ponto de operação, ou aproximado por constantes usando somente as reatâncias da rede. São responsáveis por grandes mudanças na sensibilidade e podem ser usados para prever as mudanças no fluxo das linhas (linha  $j$ - $k$ ) devido à uma transferência de potência entre áreas (área  $s$  para a área  $i$ ); assim:

$$\Delta P_{jk} = \rho_{jk,i \rightarrow s} \Delta P_s = -\rho_{jk,i \rightarrow s} \Delta P_i \quad (2.16)$$

Note que  $\Delta P_s = -\Delta P_i$  é a quantidade de potência transferida de  $s$  para  $i$ .

### II.4.1 – Cálculo detalhado dos PTDFs

Nesta seção apresenta-se a metodologia utilizada para o cálculo dos PTDFs, fatores que são fundamentais na determinação da máxima transferência de potência entre áreas, conforme descrito em [11]. Os fatores de distribuição de transferência de potência linearizado para uma linha, são calculados em relação a uma transferência  $pT$ , sendo  $p$  a quantidade de potência a ser transferida em p.u., e  $T$  um vetor de fatores de participação de dimensão  $nb$ , igual ao número de barras.

$$T = T_{\text{exp}} + T_{\text{imp}} = \begin{bmatrix} PF_{\text{exp}1} \\ PF_{\text{exp}2} \\ \vdots \\ PF_{\text{exp}N} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} PF_{\text{imp}1} \\ PF_{\text{imp}2} \\ \vdots \\ PF_{\text{imp}N} \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

sendo que os vetores  $PF_{\text{exp}}$  e  $PF_{\text{imp}}$  obedecem as seguintes condições:

$$\sum_{i=1}^N PF_{\text{exp},i} = -\sum_{i=1}^N PF_{\text{imp},i} = 1 \quad (2.18)$$

Deste modo, obedecendo a equação (2.18) os vetores  $PF_{\text{exp}}$  e  $PF_{\text{imp}}$  são construídos, sendo todas as suas posições nulas, exceto a posição escolhida como a barra exportadora que no vetor  $PF_{\text{exp}}$  receberá o valor +1; e no vetor  $PF_{\text{imp}}$  o valor -1 será atribuído à posição da barra importadora, de modo que ambos sigam o que está



determinado na equação (2.18), ou seja, o vetor de fatores de participação terá a seguinte forma  $T = [000\dots+1\dots00\dots-1\dots0]^t$ .

O fator de distribuição pode então ser calculado da seguinte forma:

$$\rho_{jk,T} = \frac{\partial P_{jk}}{\partial P} = \frac{\partial P_{jk}}{\partial \theta_j} \frac{\partial \theta_j}{\partial P} + \frac{\partial P_{jk}}{\partial \theta_k} \frac{\partial \theta_k}{\partial P} + \frac{\partial P_{jk}}{\partial V_j} \frac{\partial V_j}{\partial P} + \frac{\partial P_{jk}}{\partial V_k} \frac{\partial V_k}{\partial P} \quad (2.19)$$

Na equação (2.19) as derivadas com relação as variáveis de estado ( $\theta$  e  $V$ ) podem ser determinadas explicitamente das equações de fluxo de potência ativa e reativa, e as derivadas com relação a potência ativa ( $P$ ) são determinadas através da inversa da matriz jacobiana. Para as variáveis de estado as derivadas com relação a  $P$  são calculadas de acordo com a equação (2.20).

$$\frac{\partial \theta_j}{\partial P} = \sum_{i \neq ref}^N \left( PF_{exp,i} \frac{\partial \theta_j}{\partial P_i} \right) + \sum_{i \neq ref}^N \left( PF_{imp,i} \frac{\partial \theta_j}{\partial P_i} \right) \quad (2.20)$$

Deste modo, os fatores de distribuição de transferência indicam como a potência injetada fluirá nas linhas, ou seja, se o PTDF de uma determinada linha for igual a 5%, isto indica que 5% da potência injetada fluirá naquela linha [12].

#### II.4.2 - Exemplo de cálculo dos PTDFs para um sistema de três barras

Utiliza-se um sistema teste de três barras, mostrado na figura 2.3, como exemplo da aplicação da formulação apresentada para o cálculo dos PTDFs.



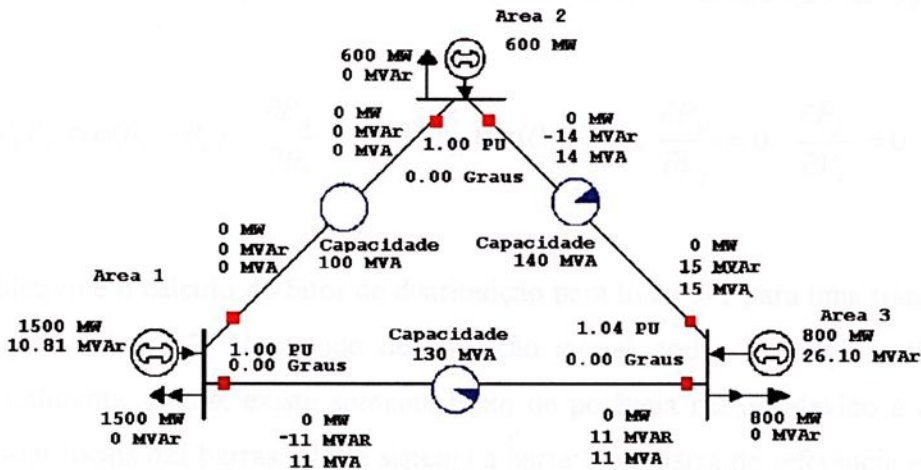


Figura 2.3: Sistema 3-barras para o caso base [11]

Os dados do sistema estão apresentados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1: Parâmetros de linha para o sistema 3-barras

Linhas		R	X	S
De	Para	p.u.	p.u.	p.u.
1	2	0,0	0,9	1,0
1	3	0,0	0,28	1,3
2	3	0,0	0,37	1,4

O ponto de operação inicial é o mostrado na figura 2.3 com tensões 1,0, 1,0 e 1,04 p.u. para as barras 1, 2 e 3, respectivamente.

Adotando o modelo de linha de transmissão curto, conforme a figura 2.1 e utilizando as equações de fluxo de potência complexo na linha tem-se:

$$P_{jk} = V_j^2 G_{jk} - V_j V_k Y_{jk} \cos(\theta_j - \theta_k + \alpha_{jk}) \quad (2.21)$$

Neste sistema, as linhas não apresentam perdas. Então  $G_{jk} = 0$  e  $\alpha_{jk} = 90^\circ$ . Assim, as derivadas do fluxo de potência ativa com relação às tensões na equação (2.19) são nulas. Assim tem-se:

$$P_{jk} = V_j V_k Y_{jk} \text{sen}(\theta_j - \theta_k) \quad (2.22)$$

As derivadas com relação às variáveis de estado,  $\theta$  e  $V$ , na equação (2.19) são:

$$\frac{\partial P_{jk}}{\partial \theta_j} = V_j V_k Y_{jk} \cos(\theta_j - \theta_k); \quad \frac{\partial P_{jk}}{\partial \theta_k} = -V_j V_k Y_{jk} \cos(\theta_j - \theta_k); \quad \frac{\partial P_{jk}}{\partial V_j} = 0; \quad \frac{\partial P_{jk}}{\partial V_k} = 0 \quad (2.23)$$

O objetivo é o cálculo do fator de distribuição para linha 3-1 para uma transferência da barra 1 para a barra 2. No estado de operação inicial, todas as cargas estão sendo atendidas localmente. Então, existe somente fluxo de potência reativa devido à diferença entre as tensões locais das barras. Neste sistema a barra 1 é a barra de referência e a matriz Jacobiana ( $J$ ) no ponto de operação inicial (figura 2.3) é apresentada a seguir.

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4,8254 & -3,7143 \\ -3,7143 & 6,5251 \end{bmatrix}$$

Com a inversa da matriz Jacobiana pode-se obter a relação entre potência ativa e ângulo para as barras 2 e 3.

$$J^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \theta_2}{\partial P_2} & \frac{\partial \theta_3}{\partial P_2} \\ \frac{\partial \theta_2}{\partial P_3} & \frac{\partial \theta_3}{\partial P_3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,36885 & 0,20996 \\ 0,20996 & 0,27277 \end{bmatrix}$$

O PTDF da linha 3-1 para um transferência da barra 1 para a barra 2 é determinada por:

$$\rho_{31,1 \rightarrow 2} = \frac{\partial P_{31}}{\partial \theta_3} \frac{\partial \theta_3}{\partial P} \quad (2.24)$$



Note que o segundo termo na equação (2.19) também é zero, desde que  $\theta_1 = 0$ . A direção de transferência da barra 1 para a barra 2 implica que  $T = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \end{bmatrix}^T$  e portanto;

$$\frac{\partial \theta_3}{\partial P} = \sum_{i \neq 1}^N \left( PF_{\text{exp},i} \frac{\partial \theta_3}{\partial P_i} \right) + \sum_{i \neq 1}^N \left( PF_{\text{imp},i} \frac{\partial \theta_3}{\partial P_i} \right) = -\frac{\partial \theta_3}{\partial P_2} \quad (2.25)$$

Usando (2.23) e (2.25) em (2.19), tem-se que:

$$\begin{aligned} \rho_{31,1 \rightarrow 2} &= V_3 V_1 Y_{31} \cos(\theta_3 - \theta_1) \left( -\frac{\partial \theta_3}{\partial P_2} \right) \\ &= 1,04 \times 1,00 \times \frac{1}{0,37} \times \cos(0 - 0) \times (-0,20996) \\ &= -0,59016 \end{aligned}$$

O PTDF da linha 3-2 para uma transferência da barra 2 para a barra 3 é:

$$\rho_{32,2 \rightarrow 3} = \frac{\partial P_{32}}{\partial \theta_3} \frac{\partial \theta_3}{\partial P} + \frac{\partial P_{32}}{\partial \theta_2} \frac{\partial \theta_2}{\partial P} \quad (2.26)$$

A direção de transferência da barra 2 para a barra 3 implica que  $T = \begin{bmatrix} 0 & 1 & -1 \end{bmatrix}^T$  e portanto,

$$\frac{\partial \theta_3}{\partial P} = \sum_{i \neq 1}^N \left( PF_{\text{exp},i} \frac{\partial \theta_3}{\partial P_i} \right) + \sum_{i \neq 1}^N \left( PF_{\text{imp},i} \frac{\partial \theta_3}{\partial P_i} \right) = \frac{\partial \theta_3}{\partial P_2} - \frac{\partial \theta_3}{\partial P_3} \quad (2.27)$$

$$\frac{\partial \theta_2}{\partial P} = \sum_{i \neq 1}^N \left( PF_{\text{exp},i} \frac{\partial \theta_2}{\partial P_i} \right) + \sum_{i \neq 1}^N \left( PF_{\text{imp},i} \frac{\partial \theta_2}{\partial P_i} \right) = \frac{\partial \theta_2}{\partial P_2} - \frac{\partial \theta_2}{\partial P_3} \quad (2.28)$$

Deste modo, obtém-se:

$$\begin{aligned} \rho_{32,2 \rightarrow 3} &= V_3 V_2 Y_{32} \cos(\theta_3 - \theta_2) \left( \frac{\partial \theta_3}{\partial P_2} - \frac{\partial \theta_3}{\partial P_3} \right) - V_3 V_2 Y_{32} \cos(\theta_3 - \theta_2) \left( \frac{\partial \theta_2}{\partial P_2} - \frac{\partial \theta_2}{\partial P_3} \right) \\ &= 1,04 \times 1,00 \times \frac{1}{0,28} \times \cos(0 - 0) \times [(0,20996 - 0,27277) - (0,36885 - 0,20996)] \\ &= -0,82346 \end{aligned}$$

## II.5 – CÍRCULOS LIMITANTES E DE OPERAÇÃO

No plano  $P_{jk}$  vs.  $Q_{jk}$ , o limite térmico de uma linha de transmissão é representado por um círculo com centro na origem e raio igual a  $S_{jk}^{\max}$ . Este círculo é tratado como *círculo limitante*. Sabe-se que todo o ponto de operação factível no plano  $P_{jk}$  vs.  $Q_{jk}$  obedecerá (aproximadamente) o *círculo de operação* dado pela equação (2.4) se o modelo de linha de transmissão curta é usado. Os círculos de operação e limitante estão mostrados na figura 2.4.

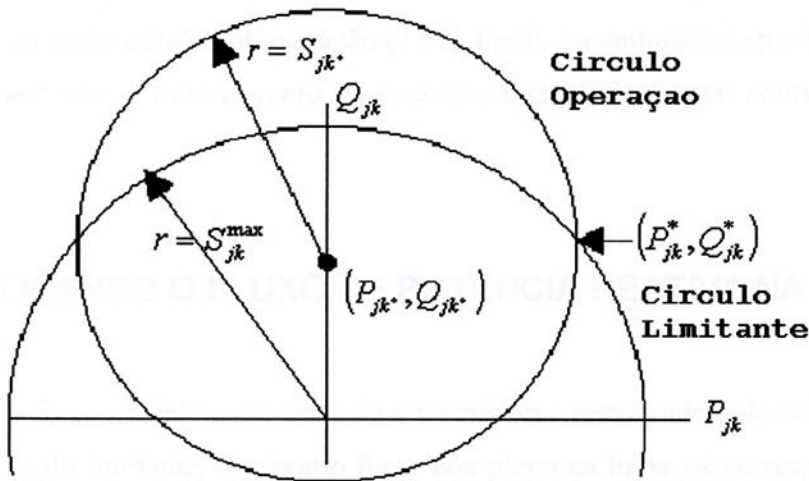


Figura 2.4: Círculos de operação e limitante para o modelo curto de linha de transmissão.

Quando o modelo  $-\pi$  de linha de transmissão é usado, o círculo de operação é dado pela equação (2.11). Com esta equação verifica-se que o círculo está deslocado do centro no ponto definido pela equação (2.12), enquanto o raio permanece o mesmo, como mostra a figura 2.5.

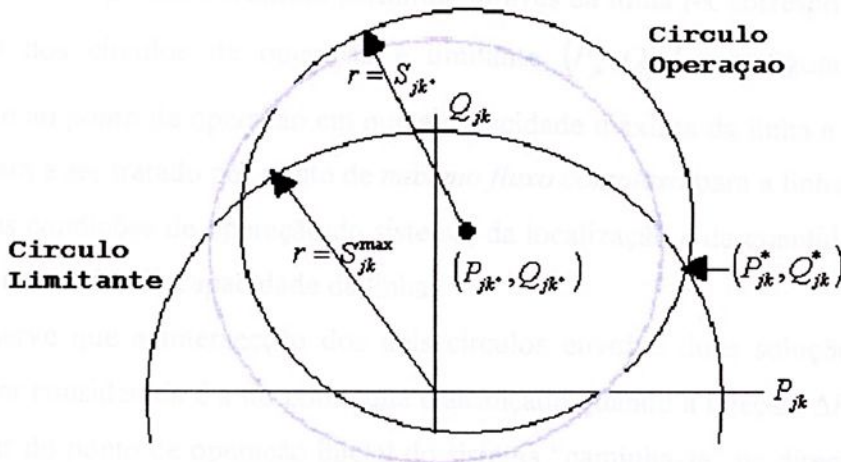


Figura 2.5: Círculos de operação e limitante para o modelo  $\pi$  de linha de transmissão

No plano  $P_{jk}$  vs.  $Q_{jk}$ , o limite térmico de uma linha de transmissão é representado por um círculo com centro na origem e raio igual a capacidade de carregamento do circuito ( $S_{jk}^{\max}$ ). Este círculo representa a capacidade térmica da linha expressa em MVA, ou seja, a máxima corrente elétrica que a linha pode suportar por um determinado período de tempo [13]. O círculo de operação obtido pela equação (2.11), limita a quantidade de potência que uma linha pode transmitir, e todo o ponto de operação factível deve estar contido neste círculo.

## II.6 – INCORPORANDO O FLUXO DE POTÊNCIA REATIVA NA ATC LINEAR

Desde que o fluxo complexo na linha de transmissão é restringido pelo círculo de operação e pelo círculo limitante, o máximo fluxo complexo na linha  $j-k$  corresponde ao ponto  $(P_{jk}^*, Q_{jk}^*)$ , nas Figuras 2.5 e 2.4, obtido da intersecção dos círculos. Existem duas soluções possíveis para  $P_{jk}^*$  dependendo do sinal do fator de distribuição. Para se determinar os valores de  $P_{jk}^*$  e  $Q_{jk}^*$  deve-se resolver um sistema de equações formado pelas equações (2.29) e (2.30).



## II.6.1 – MÁXIMO FLUXO COMPLEXO NA LINHA

O fluxo de potência máximo permitido através da linha j-k corresponde ao ponto de intersecção dos círculos de operação e limitante  $(P_{jk}^*, Q_{jk}^*)$  nas figuras 2.4 e 2.5, e corresponde ao ponto de operação em que a capacidade máxima da linha é alcançada. Este ponto passará a ser tratado por ponto de *máximo fluxo complexo* para a linha j-k. Este ponto depende das condições de operação do sistema, da localização e da quantidade de potência transferida e também da capacidade da linha.

Observe que a intersecção dos dois círculos envolve duas soluções possíveis. A solução a ser considerada é a do ponto que é alcançado quando a injeção  $\Delta P$  é positiva, ou seja, a partir do ponto de operação inicial do sistema “caminha-se” na direção de crescente do fluxo de potência ativa até alcançar o ponto de intersecção dos círculos. É importante observar que, como existem círculos diferentes para cada terminal da linha de transmissão, deve-se identificar qual deles alcança o limite de carregamento primeiro.

Para o modelo de linha de transmissão curta, o fluxo de potência máximo  $(P_{jk}^*, Q_{jk}^*)$  é obtido resolvendo o seguinte sistema de equações:

$$P_{jk}^2 + (V_j^2 Y_{jk} - Q_{jk})^2 = (V_j V_k Y_{jk})^2 \quad (2.29)$$

$$P_{jk}^2 + Q_{jk}^2 = (S_{jk}^{\max})^2 \quad (2.30)$$

Subtraindo (2.30) de (2.29), tem-se

$$(V_j^2 Y_{jk})^2 - 2V_j^2 Y_{jk} Q_{jk} = (V_j V_k Y_{jk})^2 - (S_{jk}^{\max})^2 \quad (2.31)$$

Portanto,

$$Q_{jk}^* = (1/2V_j^2 Y_{jk}) \left[ (S_{jk}^{\max})^2 + (V_j^2 Y_{jk})^2 - (V_j V_k Y_{jk})^2 \right] \quad (2.32)$$

e,

$$-Mo^2 = P_{jk}^2 + Q_{jk}^2 - S_{jk}^2 \quad (2.41)$$

tem-se,

$$Q_{jk} = (1/2 Q_{jk^0}) \left[ -2P_{jk} P_{jk^0} + (S_{jk}^{\max})^2 - Mo^2 \right] \quad (2.42)$$

Substituindo (2.42) na equação (2.39) encontra-se a solução para o  $P_{jk}^*$ ,

$$(P_{jk^0}^2 + Q_{jk^0}^2)P_{jk}^{*2} - P_{jk^0} \left[ (S_{jk}^{\max})^2 - Mo^2 \right] P_{jk}^* + \left[ (S_{jk}^{\max})^2 - Mo^2 \right]^2 / 4 - Q_{jk^0}^2 (S_{jk}^{\max})^2 = 0 \quad (2.43)$$

Esta é uma equação quadrática em  $P_{jk}^*$ . Definindo:

$$A = (P_{jk^0}^2 + Q_{jk^0}^2) \quad (2.44)$$

$$B = -P_{jk^0} \left[ (S_{jk}^{\max})^2 - Mo^2 \right] \quad (2.45)$$

$$C = \left[ (S_{jk}^{\max})^2 - Mo^2 \right]^2 / 4 - Q_{jk^0}^2 (S_{jk}^{\max})^2 \quad (2.46)$$

Assim, tem-se:

$$P_{jk}^* = \left[ -B \pm (B^2 - 4AC)^{1/2} \right] / 2A \quad (2.47)$$

e

$$Q_{jk}^* = \left[ (S_{jk}^{\max})^2 - P_{jk}^{*2} \right]^{1/2} \quad (2.48)$$

O sinal na equação (2.47) é escolhido positivo se o PTDF da linha  $j-k$  é positivo, e negativo em outro caso.

A solução do sistema de equações (2.38) e (2.39), dada pelas equações (2.47) e (2.48) é interpretada graficamente na figura 2.6, onde o ponto  $(P_{jk}^0, Q_{jk}^0)$  representa o ponto de operação inicial. Assumindo que o fator de distribuição de potência ativa (PTDF) relacionando  $P_{jk}$  e a injeção  $P_i$ , é positivo, então, o aumento na injeção  $\Delta P_i$  moverá o ponto de operação para a direita, seguindo a forma do círculo de operação. A avaliação de  $\Delta P_{jk}^*$ , isto é, a variação na coordenada  $P_{jk}$  que direciona o ponto de operação atual para  $(P_{jk}^*, Q_{jk}^*)$ , representa a máxima variação de fluxo que a linha  $j-k$  pode suportar antes de alcançar o seu limite térmico.

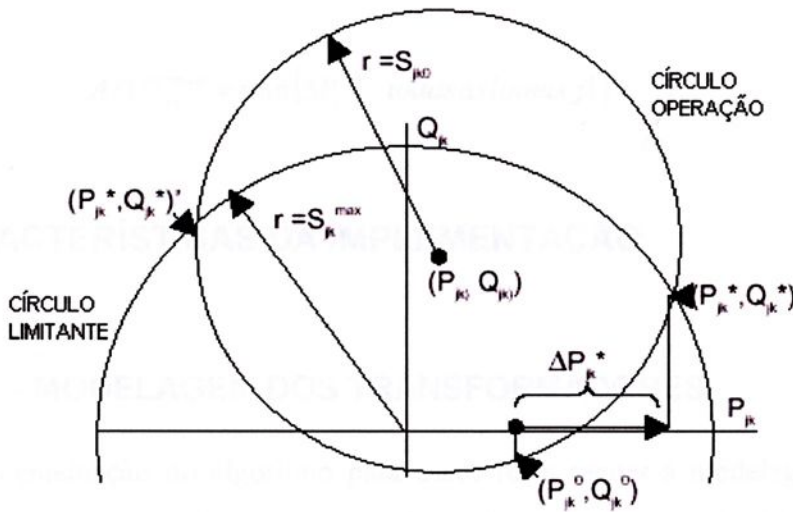


Figura 2.6: Interpretação gráfica da solução quadrática.

### II.6.2 – CÁLCULO DA ATC

O ponto de operação inicial  $(P_{jk}^0, Q_{jk}^0)$  no plano  $P_{jk}$  vs.  $Q_{jk}$  para a linha  $j-k$  representa o fluxo de potência que flui na linha  $j-k$  na condição inicial de operação do sistema. O fluxo de potência ativa inicial  $(P_{jk}^0)$  não deve ser considerado na determinação da quantidade de potência capaz de levar a linha até o seu limite térmico, assim esta quantidade é determinada pela equação (2.49).



$$\Delta P_i^{*jk} = \begin{cases} \frac{P_{jk}^* - P_{jk}^0}{\rho_{jk,i \rightarrow s}} & \rho_{jk,i \rightarrow s} > 0 \\ \frac{-P_{jk}^* - P_{jk}^0}{\rho_{jk,i \rightarrow s}} & \rho_{jk,i \rightarrow s} < 0 \end{cases} \quad (2.49)$$

Este valor, calculado para cada linha do sistema, representa a máxima transferência que pode ser estabelecida entre as barras  $i$  e  $s$  de forma que a linha  $j$ - $k$  não se torne sobrecarregada. Como nenhuma linha no sistema pode operar sobrecarregada, deve-se identificar o menor valor de  $\Delta P_i^{*jk}$  para todas as linhas  $j$ - $k$ . Este valor será a máxima transferência factível, isto é, a ATC considerando as restrições de limite térmico das linhas.

$$ATC_{i \rightarrow s}^{t\acute{e}rmico} = \min \{ \Delta P_i^{*jk} : \text{todas as linhas } jk \} \quad (2.50)$$

## II.7 – CARACTERÍSTICAS DA IMPLEMENTAÇÃO

### II.7.1 – MODELAGEM DOS TRANSFORMADORES

A implementação do algoritmo para casos reais requer a modelagem de alguns equipamentos do sistema, tal como os transformadores com tap variável. São necessárias equações similares às (2.38) e (2.39) utilizadas para linhas de transmissão. Considerando o modelo de transformador com tap variável apresentado na figura 2.7. A potência complexa fluindo do lado com tap  $j$  para o lado sem tap  $k$  é igual a:

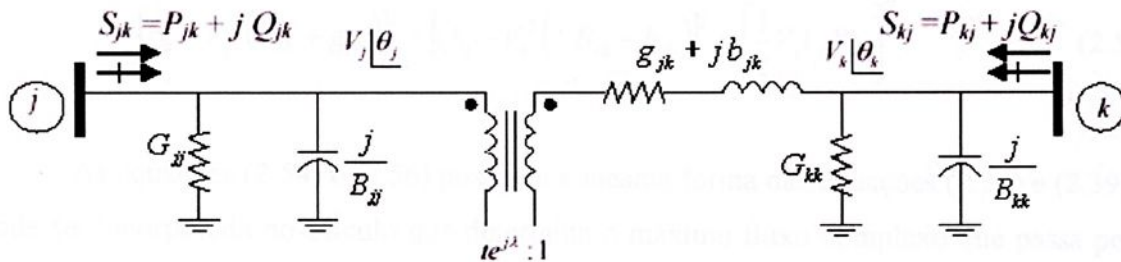


Figura 2.7: Modelo de transformador com tap variável.

$$P_{jk} + jQ_{jk} = V_j^2 \left( G_{jj} + \frac{1}{t^2} g_{jk} \right) - \frac{1}{t} V_j V_k Y_{jk} \cos(\varphi_{jk}) + j \left[ -V_j^2 \left( B_{jj} + \frac{1}{t^2} b_{jk} \right) - \frac{1}{t} V_j V_k Y_{jk} \sin(\varphi_{jk}) \right] \quad (2.51)$$

Sendo  $\varphi_{jk} = \theta_j - \theta_k + \alpha_{jk} + \lambda$ . Separando as potências ativa e reativa e agrupando os termos, tem-se:

$$P_{jk} - V_j^2 \left( G_{jj} + \frac{1}{t^2} g_{jk} \right) = \frac{1}{t} V_j V_k Y_{jk} \cos(\varphi_{jk}) \quad (2.52)$$

$$Q_{jk} - V_j^2 \left( -B_{jj} - \frac{1}{t^2} b_{jk} \right) = -\frac{1}{t} V_j V_k Y_{jk} \sin(\varphi_{jk}) \quad (2.53)$$

Tomando-se o quadrado de ambas as equações e adicionando-as, obtém-se uma equação de círculo para o terminal com tap.

$$\left[ P_{jk} - V_j^2 \left( G_{jj} + \frac{1}{t^2} g_{jk} \right) \right]^2 + \left[ Q_{jk} - V_j^2 \left( -B_{jj} - \frac{1}{t^2} b_{jk} \right) \right]^2 = \left[ \frac{1}{t} V_j V_k Y_{jk} \right]^2 \quad (2.54)$$

Da mesma maneira, equações correspondentes podem ser obtidas para o terminal sem tap. Neste terminal, a potência complexa é dada por:

$$P_{kj} + jQ_{kj} = V_k^2 (G_{kk} + g_{jk}) - \frac{1}{t} V_j V_k Y_{jk} \cos(\varphi_{jk}) + j \left[ -V_k^2 (B_{kk} + b_{jk}) - \frac{1}{t} V_j V_k Y_{jk} \sin(\varphi_{jk}) \right] \quad (2.55)$$

Utilizando o mesmo procedimento do terminal com tap, obtém-se:

$$\left[ P_{kj} - V_k^2 (G_{kk} + g_{jk}) \right]^2 + \left[ Q_{kj} - V_k^2 (-B_{kk} - b_{jk}) \right]^2 = \left[ \frac{1}{t} V_j V_k Y_{jk} \right]^2 \quad (2.56)$$

As equações (2.54) e (2.56) possuem a mesma forma das equações (2.38) e (2.39), e pode ser incorporada no cálculo que determina o máximo fluxo complexo que passa pelos terminais do transformador com tap variável.

## II.7.2 – DETERMINAÇÃO DOS CASOS INFACÍVEIS

Considere a figura 2.8, que mostra um círculo típico de operação e círculos limitantes para dois diferentes casos de limite da capacidade térmica da linha.

Supondo que o estado do sistema é tal que o fluxo de potência complexo inicial da linha j-k é  $(P_{jk}^0, Q_{jk}^0)$ , que corresponde ao ponto A na figura 2.8, o limite da capacidade da linha é dado pelo círculo limitante I. Assume-se que devido a uma grande transferência, a magnitude da potência ativa fluindo através da linha é aumentada, portanto, o ponto de operação se moverá ao longo do círculo de operação até encontrar a capacidade limite da linha no ponto B.

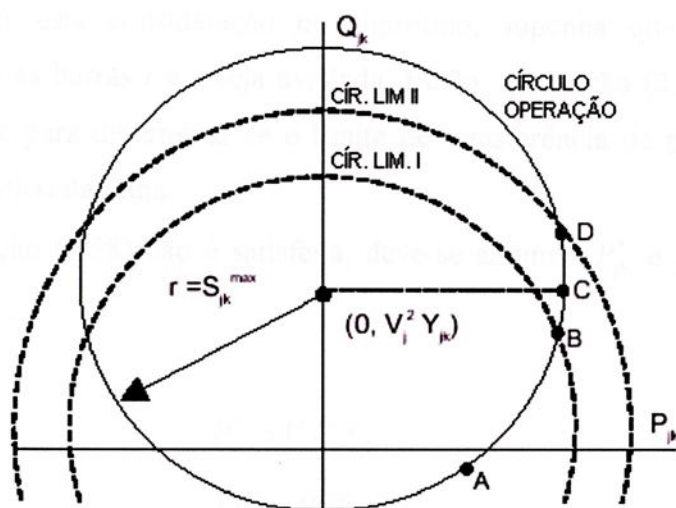


Figura 2.8: Interpretação dos casos infactíveis

Agora supondo que o círculo II representa a capacidade da linha, então, devido à transferência, o ponto de operação continua se movendo ao longo do círculo de operação até alcançar o ponto C. Neste ponto, a potência ativa não pode mais fluir através da linha indiferentemente da quantidade de potência reativa (assumindo tensões constantes em ambos terminais da linha). No ponto C o sistema está no ponto de máximo carregamento e, portanto, o ponto de operação não pode alcançar a interseção dos círculos no ponto D.

O ponto C é o limite para a transferência de potência ativa através da linha j-k para tensões  $V_j$  e  $V_k$  constantes. Utilizando as equações (2.5) e (2.6), as coordenadas do ponto C são dadas por:

$$(V_j V_k Y_{jk}, V_j^2 Y_{jk}) \quad (2.57)$$

Observe que o ponto C será alcançado antes que o limite térmico da linha se este estiver situado dentro do círculo limitante. Esta situação é expressa na seguinte condição:

$$\left[ (V_j V_k Y_{jk})^2 + (V_j^2 Y_{jk})^2 \right]^{1/2} < S_{jk}^{\max} \quad (2.58)$$

Para incluir esta consideração no algoritmo, suponha que a ATC para uma transferência entre as barras  $i$  e  $s$  seja avaliada. Então, a equação (2.58) deve ser testada para cada linha j-k para determinar se o limite de transferência de potência é alcançado antes do limite térmico da linha.

Se a condição (2.58) não é satisfeita, deve-se assumir  $P_{jk}^*$  e  $Q_{jk}^*$  para a linha j-k como:

$$P_{jk}^* = V_j V_k Y_{jk} \quad (2.59)$$

$$Q_{jk}^* = V_j^2 Y_{jk} \quad (2.60)$$

Se a condição (2.58) não é violada deve-se calcular o máximo fluxo complexo,  $P_{jk}^*$  e  $Q_{jk}^*$ , para as demais linhas e determinar a ATC como explicado anteriormente. Portanto, devido ao perigo de se operar o sistema próximo do limite de transferência de potência, é conveniente reduzir  $P_{jk}^*$  de uma margem de segurança para aquelas linhas onde a condição (2.58) não é satisfeita.

Além disso, é conveniente estimar a proximidade do ponto de máximo carregamento em cada linha, quando outras linhas estiverem levemente sobrecarregadas.



Para isto, necessita-se determinar de  $P_{jk}^*$  e  $Q_{jk}^*$  para todas as linhas, e então o estabelecer a seguinte condição:

$$P_{mn}^* (\rho_{jk,i \rightarrow s} / \rho_{mn,i \rightarrow s}) < V_j V_k Y_{jk} \quad (2.61)$$

para todas as linha  $m-n$  e todas as linhas  $j-k$ . Nesta equação, o valor  $P_{mn}^* (\rho_{jk,i \rightarrow s} / \rho_{mn,i \rightarrow s})$  representa a potência atual que fluirá através da linha  $j-k$ ,  $P_{jk}$ , quando a linha  $m-n$  está no limite térmico. Este valor é comparado com a coordenada de potência ativa do limite de transferência da linha  $j-k$ . Se a condição (2.61) é aplicável a um par de linhas  $j-k$  e  $m-n$ , isto significa que o limite de transferência de potência da linha  $j-k$  é alcançado antes do limite térmico da linha  $m-n$ .

Essas considerações devem ser levadas em conta no cálculo do ATC. Observe que esta discussão foi desenvolvida para o modelo de linha de transmissão curta. Se o modelo  $\pi$  fosse utilizado, as equações (2.57) e (2.58) seriam substituídas pelas seguintes equações:

$$(\pm V_j^2 G_{jk} + V_j V_k Y_{jk}, -V_j^2 B_{jj} - V_j^2 B_{jk}) \quad (2.62)$$

$$\left[ (\pm V_j^2 G_{jk} + V_j V_k Y_{jk})^2 + (-V_j^2 B_{jj} - V_j^2 B_{jk})^2 \right]^{1/2} < S_{jk}^{\max} \quad (2.63)$$

Neste caso, como a origem do círculo de operação está deslocado do eixo Q, cada equação deve ser testada para os dois valores.

## II.8 – IMPLEMENTAÇÃO

O principal objetivo de incluir a potência reativa no cálculo da ATC é melhorar a identificação da linha limitante e a estimação da máxima transferência segura que pode ser executada entre áreas/barras do sistema. A ATC Linear com potência reativa tende a reduzir o erro nos valores estimados, mas aumenta o esforço computacional em relação a ATC Linear.



A figura 2.9 ilustra um algoritmo para o cálculo da ATC com todas as equações necessárias.

É importante notar que dado um ponto de operação inicial do sistema, o cálculo do fluxo máximo complexo (passos de 1 a 7) é executado somente uma vez, onde é necessário solucionar apenas os passos de 5 a 7 no método de cálculo do ATC Linear tradicional.



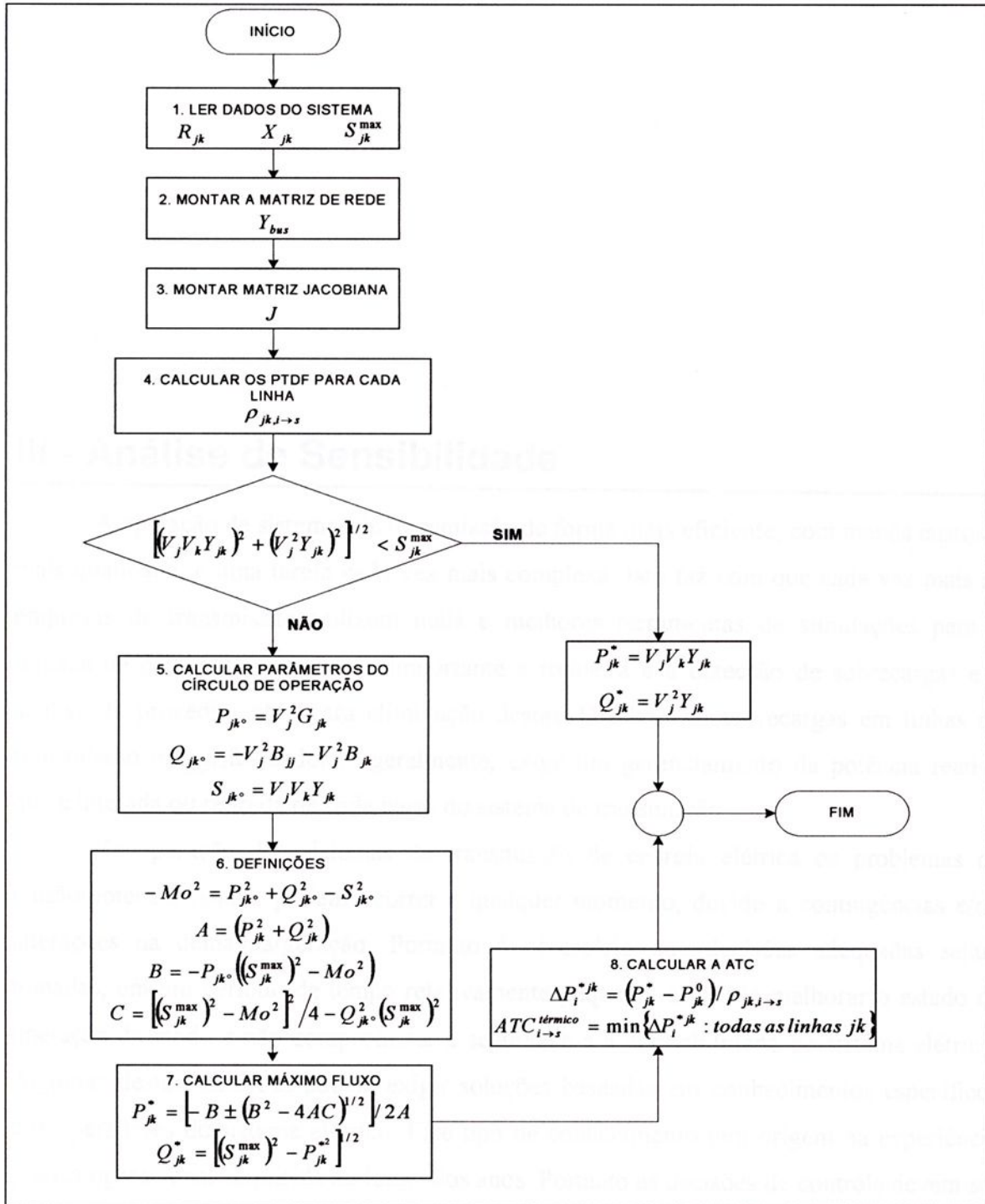


Figura 2.9: Cálculo da ATC Linear considerando a Potência reativa



### III - Análise de Sensibilidade

---

A operação de sistemas de transmissão de forma mais eficiente, com menos custos e mais qualidade, é uma tarefa cada vez mais complexa. Isto faz com que cada vez mais as empresas de transmissão utilizem mais e melhores ferramentas de simulações para a tomada de decisões. Uma tarefa importante e rotineira é a detecção de sobrecargas e a análise de procedimentos para eliminação destas. O alívio de sobrecargas em linhas de transmissão e transformadores, geralmente, exige um gerenciamento da potência reativa que é injetada ou retirada de cada barra do sistema de transmissão.

Na operação dos sistemas de transmissão de energia elétrica os problemas de tensão/potência reativa podem ocorrer a qualquer momento, devido a contingências e/ou alterações na demanda/geração. Portanto é necessário que decisões adequadas sejam tomadas, em um período de tempo relativamente pequeno, a fim de melhorar o estado de operação de modo a não comprometer a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico. Algumas destas situações podem exigir soluções baseadas em conhecimentos específicos dos operadores do sistema elétrico. Este tipo de conhecimento tem origem na experiência prática operacional adquirida ao longo dos anos. Portanto as decisões de controle devem ser tomadas combinando a experiência dos operadores com as soluções propostas por algoritmos computacionais baseados em métodos matemáticos. Atualmente, existe uma possibilidade de armazenamento e utilização do conhecimento humano específico adquirido experimentalmente, através da análise de fatores de sensibilidades.

Alterações no sistema podem resultar em variações dos níveis de tensão em determinadas barras, podendo assim, comprometer a qualidade no fornecimento de energia elétrica. Entretanto, um estado de operação do sistema (com níveis de tensão violados) poderá ser alterado através dos ajustes dos dispositivos de controle de tensão existentes e caso seja necessário, pela implantação de novas fontes de potência reativa considerando características físicas, econômicas e de operação.

O problema da implantação de novas fontes de potência reativa consiste em determinar, considerando todos os cenários definidos, a localização das fontes de potência reativa que assegurem a operação do sistema de energia elétrica atendendo os limites físicos e de segurança pré-estabelecidos.

Trabalhos publicados descrevendo as técnicas de solução para o problema de alocação são abundantes. Estas técnicas de solução para o problema de alocação podem ser divididas em quatro categorias: métodos analíticos; métodos de programação numérica; métodos heurísticos e métodos baseados em inteligência artificial.

A solução proposta neste trabalho para a alteração da injeção em cada barra (ou ainda, alocação de novas fontes) visa a eliminação de sobrecarga nas linhas de transmissão e pode ser classificada na categoria de métodos analíticos, pois trata-se da determinação de um fator de sensibilidade. Este fator indica as barras onde serão alocadas as novas fontes de reativo para a eliminação da sobrecarga. Além das barras dos sistemas de transmissão, as mudanças dos taps dos transformadores do sistema de transmissão podem também ser responsáveis para a eliminação de sobrecargas. Portanto, a determinação de qual transformador do sistema deve ter o seu tap alterado, visando a eliminação de uma sobrecarga em uma determinada linha, também deve ser realizada a partir de um fator de sensibilidade.

Um trabalho pioneiro no estudo da sensibilidade das variáveis de um sistema de energia elétrica em relação a um conjunto de ações foi apresentado na década de 60 [14]. Vários autores utilizaram métodos usando a análise de sensibilidade, principalmente para fluxo de potência ótimo, como apresentado em [15].



### III.1 – ATUAÇÃO EM GERADORES

Em estudos de alocação de reativos é importante a determinação correta das barras do sistema que são mais sensíveis a alterações de suas variáveis, frente a uma alteração de injeção de potência reativa.

O modelo proposto neste trabalho trata a determinação destas barras a partir de uma análise de sensibilidades obtida através de manipulações algébricas, onde se utiliza a matriz jacobiana do sistema de potência, e as equações que indicam os fluxos de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão.

A partir de um ponto de operação inicial (variáveis de estado  $\theta$  e  $V$ ) do sistema um programa de fluxo de potência convencional é executado. Com os resultados deste fluxo de potência (tensões, ângulos, injeções de potência de cada barra) é possível determinar a matriz jacobiana (Ja) do sistema. A matriz jacobiana é uma matriz quadrada de ordem igual a duas vezes o número de barras (nb) do sistema, caso não haja controles, composta pelas derivadas parciais das injeções de potência ativa e reativa ( $P_i$  e  $Q_i$ ) em cada barra com relação às variações dos ângulos ( $\theta_i$ ) e tensão nas barras ( $V_i$ ), conforme apresentada na equação (3.1).

$$Ja = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_N} & \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \frac{\partial P_1}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_N} \\ \frac{\partial P_2}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_N} & \frac{\partial P_2}{\partial V_1} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial V_N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_N} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_N} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_N} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial V_N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \end{bmatrix}_{(2nb, 2nb)} \quad (3.1)$$

Em cálculo de fluxo de potência em redes, a matriz jacobiana do sistema de potência é formada por quatro submatrizes representadas por H, N, M e L [16]. Cada submatriz possui sua dimensão determinada através do número de barras PV e PQ. Para considerar uma barra como PV no fluxo de potência, as linhas e colunas da matriz



jacobiana correspondente a variação de tensão destas barras devem ser eliminadas. Assim, quando se deseja realizar uma alocação de potência reativa em uma barra PV, ela deva ser convertida para barra PQ, a fim de que se obtenha a devida sensibilidade da variação da potência reativa em relação à magnitude e ângulo da tensão.

A utilização da sensibilidade encontrada na matriz jacobiana  $\left(\frac{\partial Q_i}{\partial V_i}\right)$  não fornece uma boa estimativa de qual barra deve-se aumentar a injeção de reativo para eliminar a sobrecarga em uma determinada linha. Portanto, torna-se necessário obter uma sensibilidade que relacione os fluxos de potência ativa e reativa na linha de transmissão sobrecarregada com relação às injeções de potência ativa e reativa de todas as barras do sistema. Deste modo, necessita-se da utilização das derivadas parciais dos fluxos de potência ativa e reativa com relação às variáveis de estado ( $\theta$  e  $V$ ), que podem ser explicitamente determinadas como mostrado na equação a seguir:

$$\begin{aligned}\frac{\partial P_{jk}}{\partial \theta_j} &= V_j V_k (-g_{jk} \text{sen}(\theta_j - \theta_k) - b_{jk} \text{cos}(\theta_j - \theta_k)) \\ \frac{\partial P_{jk}}{\partial \theta_k} &= V_j V_k (g_{jk} \text{sen}(\theta_j - \theta_k) - b_{jk} \text{cos}(\theta_j - \theta_k)) \\ \frac{\partial P_{jk}}{\partial V_j} &= 2V_j g_{jj} + V_j (g_{jk} \text{cos}(\theta_j - \theta_k) + b_{jk} \text{sen}(\theta_j - \theta_k)) \\ \frac{\partial P_{jk}}{\partial V_k} &= V_j (g_{jk} \text{cos}(\theta_j - \theta_k) + b_{jk} \text{sen}(\theta_j - \theta_k))\end{aligned}\tag{3.2}$$

sendo  $g_{jk} + jb_{jk}$  o elemento  $j$ - $k$  da matriz admitância de rede  $Y = \{y_{jk}\}$ ,  $V_j \angle \theta_j$  e  $V_k \angle \theta_k$  as tensões complexa nas barras  $j$  e  $k$ .

Com as equações das derivadas do fluxo de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão, apresentadas na equação (3.2), monta-se a matriz jacobiana de fluxo nas linhas (Jaf) que relaciona o fluxo de potência ativa e reativa no terminal final da linha de transmissão, com as variações da magnitude de tensão e ângulo, conforme a equação (3.3) apresenta [17].



$$J_{af} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{12}}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_{12}}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_{12}}{\partial \theta_N} & \frac{\partial P_{12}}{\partial V_1} & \frac{\partial P_{12}}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_{12}}{\partial V_N} \\ \frac{\partial P_{13}}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_{13}}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_{13}}{\partial \theta_N} & \frac{\partial P_{13}}{\partial V_1} & \frac{\partial P_{13}}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_{13}}{\partial V_N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{12}}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_{12}}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_{12}}{\partial \theta_N} & \frac{\partial Q_{12}}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_{12}}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_{12}}{\partial V_N} \\ \frac{\partial Q_{13}}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_{13}}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_{13}}{\partial \theta_N} & \frac{\partial Q_{13}}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_{13}}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_{13}}{\partial V_N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \end{bmatrix}_{(2nl, 2nb)} \quad (3.3)$$

sendo  $P_{12}$  o fluxo de potência ativa na linha de transmissão que sai da barra 1 e chega à barra 2, e  $Q_{12}$  o fluxo de potência reativa na linha de transmissão que sai da barra 1 e chega à barra 2. A matriz de sensibilidades, de fluxo nas linhas em relação as variáveis de estado, não é uma matriz quadrada pois apresenta ordem de duas vezes o número de linhas (nl) por duas vezes o número de barras (nb). É possível verificar a variação dos fluxos em todas as linhas devido à variação da magnitude da tensão ou ângulo em qualquer barra e assim determinar qual barra está mais sensível ao fluxo na linha sobrecarregada.

Com esta matriz pode-se estabelecer uma relação entre a variação dos fluxos nas linhas de transmissão com relação à variação da magnitude da tensão nas barras, e com relação à variação angular da tensão nas barras.

Um dos maiores problemas em programas de análise de rede é devido ao tamanho das matrizes que representam o sistema, devido a isto, torna-se necessário a utilização de técnicas de esparsidade com a qual torna-se possível realizar manipulações matriciais de forma rápida e precisa. Para o cálculo da sensibilidade procurada, torna-se necessário a inversão da matriz jacobiana ( $J_{af}^{-1}$ ) do sistema de potência, desvantagem que pode ser contornada através da utilização de técnicas de esparsidade, como o método de Zollenkopf, (Bi-Factorisation – Basic Computational Algorithm and Programming Techniques [K. Zollenkopf]) devido ao alto grau de esparsidade que a matriz jacobiana do sistema apresenta, obtendo-se assim a matriz apresentada na equação (3.4).



$$J\alpha^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \theta_1}{\partial P_1} & \frac{\partial \theta_2}{\partial P_1} & \dots & \frac{\partial \theta_N}{\partial P_1} & \frac{\partial V_1}{\partial P_1} & \frac{\partial V_2}{\partial P_1} & \dots & \frac{\partial V_N}{\partial P_1} \\ \frac{\partial \theta_1}{\partial P_2} & \frac{\partial \theta_2}{\partial P_2} & \dots & \frac{\partial \theta_N}{\partial P_2} & \frac{\partial V_1}{\partial P_2} & \frac{\partial V_2}{\partial P_2} & \dots & \frac{\partial V_N}{\partial P_2} \\ & & & \vdots & & & & \\ \frac{\partial \theta_1}{\partial Q_1} & \frac{\partial \theta_2}{\partial Q_1} & \dots & \frac{\partial \theta_N}{\partial Q_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial Q_1} & \frac{\partial Q_2}{\partial Q_1} & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial Q_1} \\ \frac{\partial \theta_1}{\partial Q_2} & \frac{\partial \theta_2}{\partial Q_2} & \dots & \frac{\partial \theta_N}{\partial Q_2} & \frac{\partial Q_1}{\partial Q_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial Q_2} & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial Q_2} \\ & & & \vdots & & & & \end{bmatrix}_{(2nb, 2nb)} \quad (3.4)$$

Após a determinação de todas as matrizes anteriores pode-se, enfim, determinar um fator de sensibilidade (FS). Procura-se encontrar um fator de sensibilidade que relacione o fluxo de potência na linha com a injeção de potência nas barras  $\left(\frac{\partial P_{jk}}{\partial P_i}\right)$ ,  $\left(\frac{\partial P_{jk}}{\partial Q_i}\right)$ ,  $\left(\frac{\partial Q_{jk}}{\partial P_i}\right)$  ou  $\left(\frac{\partial Q_{jk}}{\partial Q_i}\right)$ , desta forma a multiplicação da matriz de fluxo nas linhas pela transposta da matriz jacobiana inversa do sistema, obtém-se os fatores de sensibilidade procurados, conforme apresentado na equação (3.5).

$$FS = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{jk}}{\partial P} & \frac{\partial P_{jk}}{\partial Q} \\ \frac{\partial Q_{jk}}{\partial P} & \frac{\partial Q_{jk}}{\partial Q} \end{bmatrix} = Jaf \times (J\alpha^{-1})^T \quad (3.5)$$

Este procedimento permite a obtenção dos fatores de sensibilidade (fluxo de potência reativa com relação à injeção de potência reativa nas barras) para todas as barras PQ visando a eliminação de sobrecargas. Detalhando mais a equação (3.5), obtém-se:

$$Jaf \times (J\alpha^{-1})^T = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{12}}{\partial \theta_1} \times \frac{\partial \theta_1}{\partial P_1} & \frac{\partial P_{12}}{\partial V_1} \times \frac{\partial V_1}{\partial P_1} \\ \frac{\partial Q_{12}}{\partial \theta_1} \times \frac{\partial \theta_1}{\partial Q_1} & \frac{\partial Q_{12}}{\partial V_1} \times \frac{\partial V_1}{\partial Q_1} \end{bmatrix}_{(2nl, 2nb)} \quad (3.6)$$



Na equação (3.6), nota-se que aparece, realmente, uma relação entre os fluxos de potência ativa e reativa em cada linha com relação às injeções de potência ativa e reativa em cada barra. A realização da multiplicação indicada na equação (3.6) tem como resultado final a relação apresentada na equação (3.7).

$$\frac{\partial P_{12}}{\partial P_1} = \frac{\partial P_{12}}{\partial \theta_1} \frac{\partial \theta_1}{\partial P_1} + \frac{\partial P_{12}}{\partial \theta_2} \frac{\partial \theta_2}{\partial P_1} + \frac{\partial P_{12}}{\partial V_1} \frac{\partial V_1}{\partial P_1} + \frac{\partial P_{12}}{\partial V_2} \frac{\partial V_2}{\partial P_1} \quad (3.7)$$

A equação (3.7) representa a variação do fluxo ativo na linha devido a variação da injeção de potência ativa na barra. O mesmo procedimento deve ser adotado para a obtenção da relação entre o fluxo de potência reativo na linha e a injeção de potência reativa na barras  $\left( \frac{\partial Q_{12}}{\partial Q_1} \right)$ .

A relação entre o fluxo de potência reativa e a injeção de potência reativa será considerada como o fator de sensibilidade. Este pode ser um fator muito interessante para a operação da transmissão, pois os operadores podem tentar em primeiro lugar soluções utilizando apenas recursos da própria empresa, como capacitores, reatores, transformadores, etc.

O controle de tensão existente nas barras PV não permite a obtenção da sensibilidade para estas barras, no entanto, este problema pode ser contornado transformando a barra PV em uma barra PQ.

Isto proporciona a obtenção de um fator de sensibilidade que indique qual barra é mais sensível à variação do fluxo na linha sobrecarregada e pode-se assim estabelecer uma classificação das barras mais sensíveis em relação a cada linha de transmissão sobrecarregada.

### III.2 – ATUAÇÃO EM ELEMENTOS ENTRE BARRAS

Como mencionado anteriormente, outros equipamentos que pertencem às companhias de transmissão são os transformadores, e com a alteração de seus taps, pode-se influir também no fluxo em uma linha de transmissão. Portanto, é necessário que se determine uma sensibilidade que estabeleça uma relação entre fluxo em linhas e



transformadores e seus taps. Também é desejável a obtenção de uma classificação a respeito de quais transformadores são mais efetivos no alívio ou eliminação de uma determinada sobrecarga. Isto permite trabalhar com alteração de taps em um ou mais transformadores para obtenção dos resultados desejados.

Considerando o modelo de transformador com tap variável apresentado na Figura (3.1), onde o terminal  $j$  (barra “de”) representa a barra que tem a tensão alterada pelo valor do tap do transformador, e o terminal  $k$  (barra “para”) representa a barra com a tensão de controle.

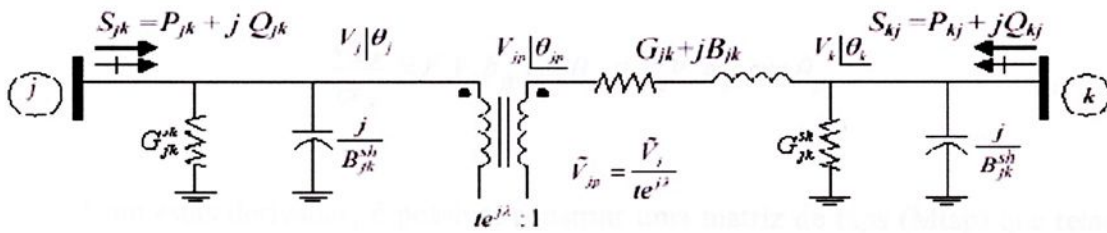


Figura 3.1: Modelo de transformador com tap variável

As sensibilidades procuradas podem ser obtidas a partir das seguintes derivadas:

$\frac{\partial P_j}{\partial t_{jk}}$  - derivada da injeção de potência ativa da barra “de” em relação ao módulo da relação de transformação do transformador com tap controlável situado no circuito.

$$\frac{\partial P_j}{\partial t_{jk}} = 2 t_{jk} V_j^2 g_{jk} - V_j V_k g_{jk} \cos \theta_{jk} - V_j V_k b_{jk} \sin \theta_{jk}$$

$\frac{\partial P_k}{\partial t_{jk}}$  - derivada da injeção de potência ativa da barra “para” em relação ao módulo da relação de transformação do transformador com tap controlável situado no circuito.

$$\frac{\partial P_k}{\partial t_{jk}} = -V_j V_k g_{jk} \cos \theta_{jk} + V_j V_k b_{jk} \sin \theta_{jk}$$



$\frac{\partial Q_j}{\partial t_{jk}}$  - derivada da injeção de potência reativa da barra “de” em relação ao módulo da relação de transformação do transformador com tap controlável situado no circuito.

$$\frac{\partial Q_j}{\partial t_{jk}} = -2.t_{jk} V_j^2 b_{jk} + V_j V_k b_{jk} \cos \theta_{jk} - V_j V_k g_{jk} \operatorname{sen} \theta_{jk}$$

$\frac{\partial Q_k}{\partial t_{jk}}$  - derivada da injeção de potência reativa da barra “para” em relação ao módulo da relação de transformação do transformador com tap controlável situado no circuito.

$$\frac{\partial Q_k}{\partial t_{jk}} = V_j V_k b_{jk} \cos \theta_{jk} + V_j V_k g_{jk} \operatorname{sen} \theta_{jk}$$

Com estas derivadas, é possível construir uma matriz de taps (Mtap) que relaciona as injeções de potência ativa e reativa nas barras com os taps de todos os transformadores existentes no sistema de transmissão. A disposição das equações das derivadas na matriz Mtap, é a mostrada na equação (3.8).

$$Mtap = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial t_1} & \frac{\partial P_2}{\partial t_1} & \frac{\partial P_3}{\partial t_1} & \dots & \frac{\partial P_N}{\partial t_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial t_1} & \frac{\partial Q_2}{\partial t_1} & \frac{\partial Q_3}{\partial t_1} & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial t_1} \\ \frac{\partial P_1}{\partial t_2} & \frac{\partial P_2}{\partial t_2} & \frac{\partial P_3}{\partial t_2} & \dots & \frac{\partial P_N}{\partial t_2} & \frac{\partial Q_1}{\partial t_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial t_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial t_2} & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial t_2} \\ \frac{\partial P_1}{\partial t_3} & \frac{\partial P_2}{\partial t_3} & \frac{\partial P_3}{\partial t_3} & \dots & \frac{\partial P_N}{\partial t_3} & \frac{\partial Q_1}{\partial t_3} & \frac{\partial Q_2}{\partial t_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial t_3} & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial t_3} \\ \vdots & & & & & & & & & \\ \frac{\partial P_1}{\partial t_{nl}} & \frac{\partial P_2}{\partial t_{nl}} & \frac{\partial P_3}{\partial t_{nl}} & \dots & \frac{\partial P_N}{\partial t_{nl}} & \frac{\partial Q_1}{\partial t_{nl}} & \frac{\partial Q_2}{\partial t_{nl}} & \frac{\partial Q_3}{\partial t_{nl}} & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial t_{nl}} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

(nl, 2nb)

A matriz Mtap não é quadrada, sendo o número de linhas igual a nl (número de ligações da rede), e o número de colunas igual a duas vezes o número de barras do sistema.

As variáveis  $t_1, t_2, \dots, t_{nl}$  representam os taps dos transformadores, ilustrando assim as derivadas da potência injetada com relação aos taps dos transformadores.

No entanto com a matriz  $M_{tap}$  ainda não é possível identificar qual é o transformador mais sensível em relação à variação do fluxo na linha sobrecarregada. Portanto, o objetivo é obter uma sensibilidade que relacione o fluxo com os taps dos transformadores, semelhante a  $\left( \frac{\partial P_{jk}}{\partial t_j} \right)$ .

Para isto, multiplica-se a matriz  $M_{tap}$  pela transposta da matriz FS, obtida da multiplicação da matriz jacobiana do sistema sem controles (Ja) pela matriz de derivadas de fluxo nas linhas (Jaf), obtendo-se a matriz (Jaftap). Esta matriz relaciona o fluxo em qualquer linha do sistema com os taps dos transformadores, como mostra a equação (3.9).

$$Jaftap = M_{tap} \times (FS)^T = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{12}}{\partial t_1} & \frac{\partial P_{13}}{\partial t_1} & \dots & \frac{\partial P_{MN}}{\partial t_1} & \frac{\partial Q_{12}}{\partial t_1} & \frac{\partial Q_{13}}{\partial t_1} & \dots & \frac{\partial Q_{MN}}{\partial t_1} \\ \frac{\partial P_{12}}{\partial t_2} & \frac{\partial P_{13}}{\partial t_2} & \dots & \frac{\partial P_{MN}}{\partial t_2} & \frac{\partial Q_{12}}{\partial t_2} & \frac{\partial Q_{13}}{\partial t_2} & \dots & \frac{\partial Q_{MN}}{\partial t_2} \\ \frac{\partial P_{12}}{\partial t_3} & \frac{\partial P_{13}}{\partial t_3} & \dots & \frac{\partial P_{MN}}{\partial t_3} & \frac{\partial Q_{12}}{\partial t_3} & \frac{\partial Q_{13}}{\partial t_3} & \dots & \frac{\partial Q_{MN}}{\partial t_3} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_{12}}{\partial t_{nl}} & \frac{\partial P_{13}}{\partial t_{nl}} & \dots & \frac{\partial P_{MN}}{\partial t_{nl}} & \frac{\partial Q_{12}}{\partial t_{nl}} & \frac{\partial Q_{13}}{\partial t_{nl}} & \dots & \frac{\partial Q_{MN}}{\partial t_{nl}} \end{bmatrix}_{(nl, 2nl)} \quad (3.9)$$

Na matriz Jaftap encontra-se uma sensibilidade que relaciona os fluxos em todas as ligações entre barras da rede de transmissão com os taps dos transformadores. Foi considerado que todas as ligações da rede possuem elementos com taps, sendo que para as linhas transmissão foi atribuído um valor unitário para o tap. Por este motivo esta matriz apresenta ordem igual ao número de ligações da rede por duas vezes o número de ligações. A equação (3.10) detalha ainda mais o cálculo utilizado para a obtenção da matriz Jaftap.



$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{jk}}{\partial t} &= \frac{\partial P_{jk}}{\partial P_i} \times \frac{\partial P_i}{\partial t} + \frac{\partial P_{jk}}{\partial Q_i} \times \frac{\partial Q_i}{\partial t} \\ &= \left[ \frac{\partial P_{jk}}{\partial \theta_j} \times \frac{\partial \theta_j}{\partial P_i} + \frac{\partial P_{jk}}{\partial \theta_k} \times \frac{\partial \theta_k}{\partial P_i} + \frac{\partial P_{jk}}{\partial V_j} \times \frac{\partial V_j}{\partial P_i} + \frac{\partial P_{jk}}{\partial V_k} \times \frac{\partial V_k}{\partial P_i} \right] \times \frac{\partial P_i}{\partial t} + \quad (3.10) \\ &\quad \left[ \frac{\partial P_{jk}}{\partial \theta_j} \times \frac{\partial \theta_j}{\partial Q_i} + \frac{\partial P_{jk}}{\partial \theta_k} \times \frac{\partial \theta_k}{\partial Q_i} + \frac{\partial P_{jk}}{\partial V_j} \times \frac{\partial V_j}{\partial Q_i} + \frac{\partial P_{jk}}{\partial V_k} \times \frac{\partial V_k}{\partial Q_i} \right] \times \frac{\partial Q_i}{\partial t} \end{aligned}$$

De forma idêntica para se obter a relação  $\left( \frac{\partial Q_{jk}}{\partial t} \right)$ .

Por fim encontram-se duas sensibilidades que podem indicar como se deve executar os procedimentos de rede para a eliminação de uma sobrecarga. Seja alterando a quantidade de injeção reativa nas barras através de bancos de capacitores e/ou reatores (equação 3.6), ou através da alteração dos taps dos transformadores (equação 3.9). Estas sensibilidades são de grande importância para operadores de redes de transmissão.



## IV - Resultados

---

Uma análise sobre o desempenho do método de cálculo da ATC e a performance dos fatores de sensibilidades para a eliminação de sobrecargas em linhas é realizada. Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos para o cálculo da ATC e a análise das sensibilidades para alguns sistemas testados.

Os resultados foram obtidos para dois sistemas de pequeno porte, um de 7 barras [10] e o Cigré 32 barras [3], e para um sistema de grande porte, sistema Sul-Sudeste-Centro-oeste brasileiro, para o patamar de carga média, referente ao ano de 2003 [ONS – Operador Nacional do sistema: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)].

### IV.1 – Sistema 7 Barras

Este sistema apresenta 7 barras, 5 geradores e 11 linhas de transmissão modeladas conforme o modelo  $\pi$ , distribuídos em 3 áreas, dados mais específicos sobre este sistema podem ser encontrados em [10]. O diagrama unifilar deste sistema na configuração de caso base esta apresentada na figura 4.1.

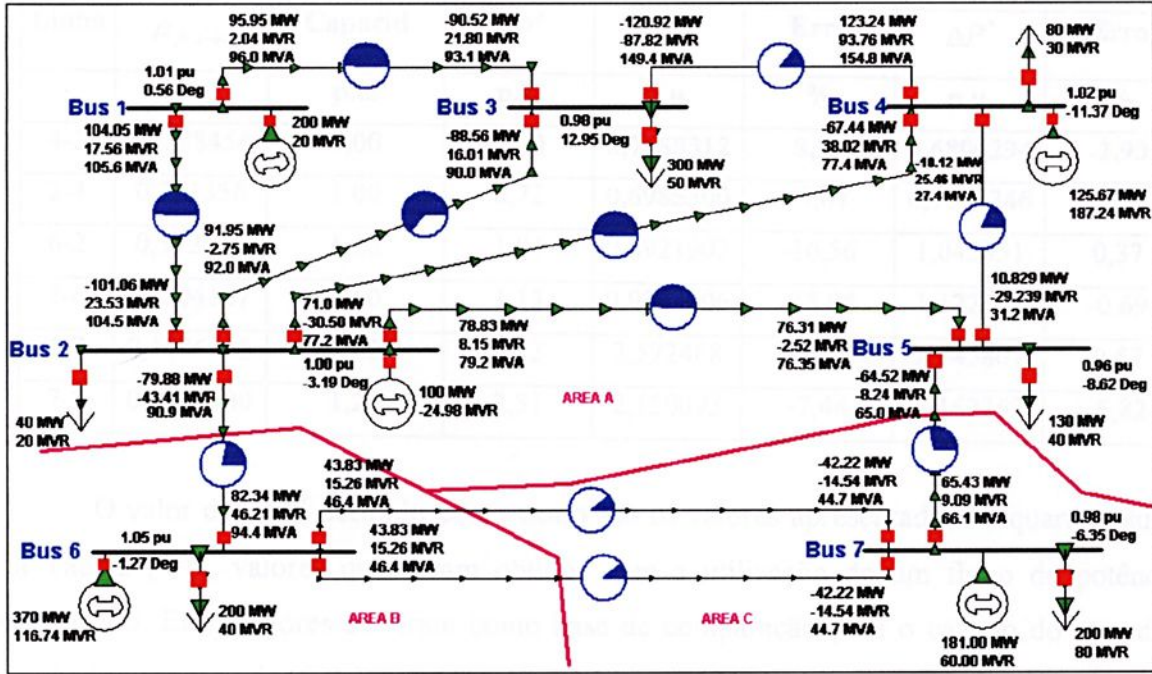


Figura 4.1: Sistemas de 7 barras – Caso Base

O sistema a ser estudado possui 3 áreas, A, B e C, e uma transferência de potência entre a área A e a área B é verificada, sendo B a área exportadora, centrada na barra 6 e A a área importadora centrada na barra 4.

#### IV.1.1 – ATC

Para a direção de transferência estabelecida (da barra 6 para a barra 4), a linha limitante à transferência de potência é a linha 4-2 e a máxima potência que pode ser transferida é 68 MW, conforme pode ser visto na Tabela (4.1) que apresenta as linhas mais afetadas pela transferência.



Tabela 4.1: Resultados dos sistema 7-barras. Transferência 6-4

Transferência			Real	Linear		Reativo	
Linha	$\rho_{jk,i \rightarrow s}$	Capacid	$\Delta P^*$	$\Delta P^*$	Erro	$\Delta P^*$	Erro
-	-	p.u.	p.u.	p.u.	%	p.u.	%
4-2	-0,288454	1,00	<b>0,70</b>	<b>0,7688312</b>	<b>8,95</b>	<b>0,6800294</b>	<b>-2,93</b>
2-4	0,321356	1,00	0,72	<b>0,6985300</b>	-3,07	0,7063346	-1,93
6-2	0,512864	1,60	1,04	0,8921903	-16,56	1,043851	0,37
2-6	-0,504167	1,60	1,13	0,9743006	-15,98	1,122273	-0,69
6-7	0,1046465	0,80	2,73	2,572468	-6,12	2,745807	0,57
7-5	0,2177100	1,20	2,31	2,150093	-7,44	2,162362	-6,82

O valor da ATC definido como exato são os valores apresentados na quarta coluna da Tabela (4.1), valores que foram obtidos com a utilização de um fluxo de potência continuado. Estes valores serviram como base de comparação para o cálculo do erro dos resultados encontrados pelos métodos ATC Linear e ATC Linear Reativo, apresentados na quinta e sétima coluna, respectivamente.

O valor exato encontrado para a ATC deste sistema é de 0,7 p.u. (70 MW), para injeção na barra 6 e extração na barra 4 e a linha limitante para esta transferência foi a linha 4-2. Ambos os métodos, ATC Linear e ATC Linear Reativo, indicam a linha 4-2 como a linha limitante, no entanto o ATC Linear Reativo apresenta uma melhor estimativa da ATC do sistema 0,68 p.u. (68 MW), enquanto o método Linear calcula um valor excessivo para a ATC, 0,76 p.u. (76 MW).

Um fato importante a se notar nos resultados deste sistema é com relação à linha 2-6, devido ao alto erro que esta linha apresenta quando o cálculo da ATC é realizado pelo método Linear e o baixo erro que esta linha apresenta quando utiliza-se o método Linear Reativo para se calcular a ATC. Este fato é justificável devido ao alto fluxo de potência reativa que circula por esta linha no caso base e como o método ATC Linear não considera o fluxo de potência reativa para a estimação da ATC, este método apresentou erros elevados se comparado ao método ATC Linear Reativo.



A configuração final do sistema de 7 barras após a execução da transferência pode ser vista na figura 4.2, onde comprovamos realmente que a linha 4-2 é a linha limitante à transferência de potência.

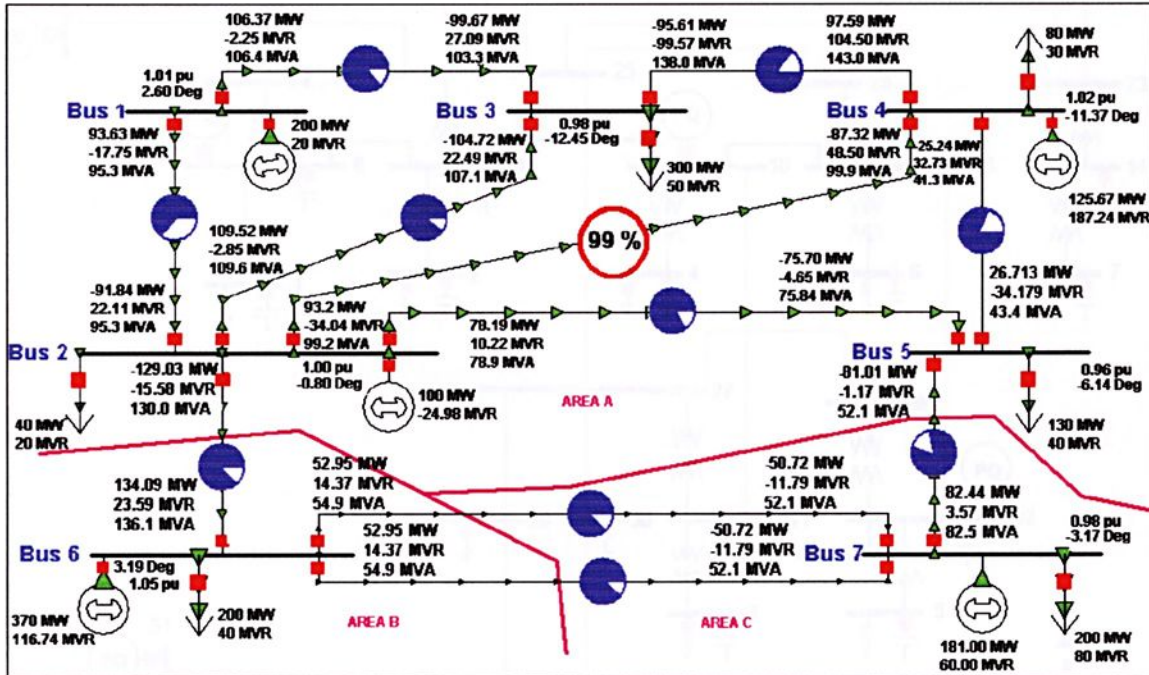


Figura 4.2: Condição final após a transferência de potência

## IV.2 – Sistema Cigré 32 Barras

A metodologia descrita nas seções anteriores pode ser validada utilizando o sistema Cigré 32 barras. Este sistema foi retirado da referência [3], onde são realizados diversos estudos sobre a avaliação da máxima capacidade de transferência de potência e que serviu de base para a elaboração desta tese. Os dados do sistema estão apresentados no APÊNDICE A e o diagrama unifilar está ilustrado na figura 4.3.



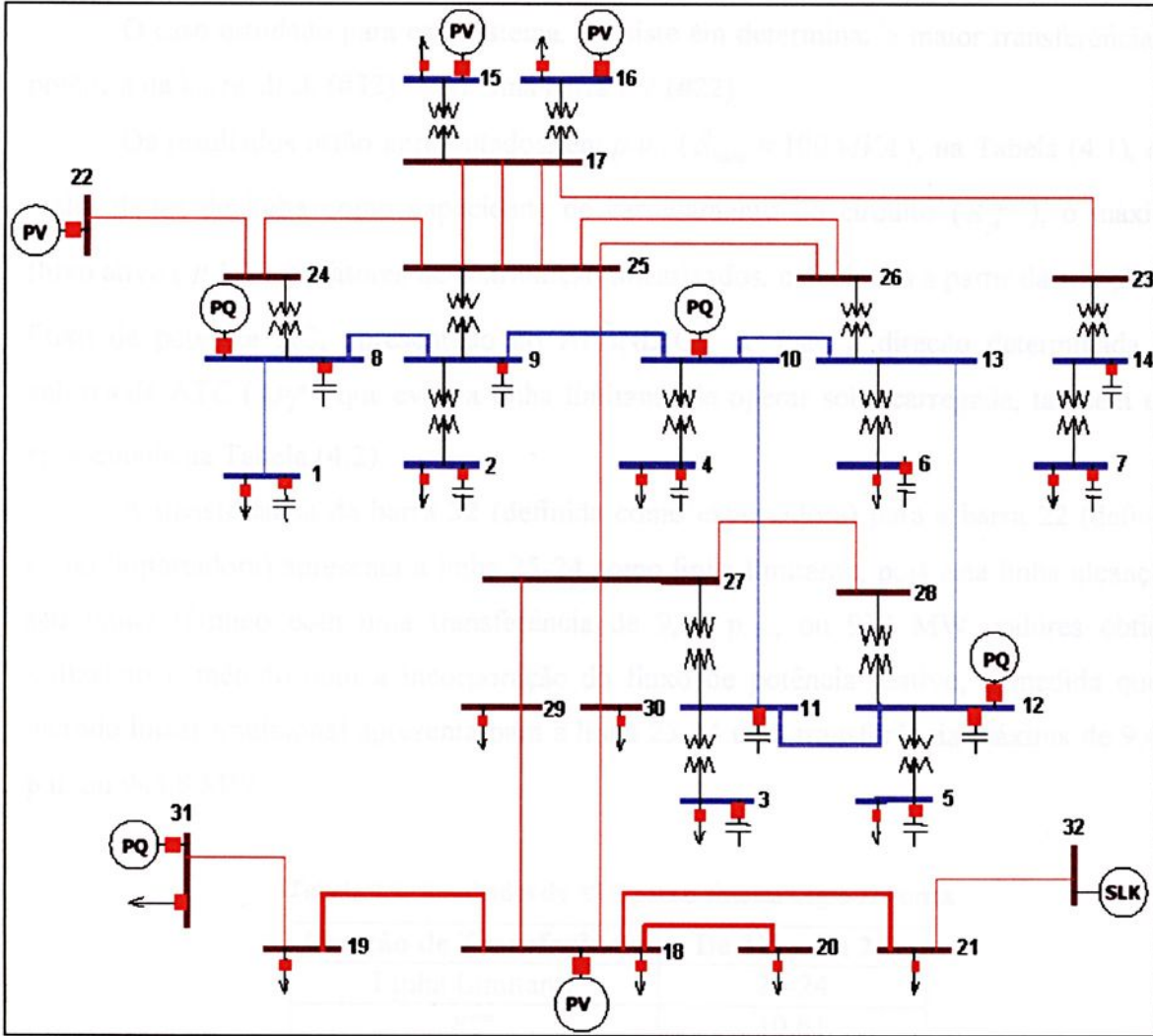


Figura 4.3: Sistema Cigré 32 barras

O sistema consiste de 32 barras, 25 linhas e 15 transformadores sendo 7 com LTC que foram fixados em sua condição de operação inicial. A barra 32 é considerada como a barra slack e as barras 15, 16, 18 e 22 são barras PV. As barras 8, 10, 12 e 31 são barras PQ que já no caso base estão modeladas como barras PQ.



## IV.2.1 – ATC

O caso estudado para este sistema, consiste em determinar a maior transferência de potência da barra slack (#32) para uma barra PV (#22).

Os resultados estão apresentados, em p.u., ( $S_{base} = 100 MVA$ ), na Tabela (4.1), que inclui dados de linha como capacidade de carregamento do circuito ( $S_{jk}^{max}$ ), o máximo fluxo ativo ( $P_{jk}^*$ ) e os fatores de distribuição linearizados, calculados a partir da solução do fluxo de potência AC, apresentado no APÊNDICE A. Para a direção determinada, os valores da ATC ( $\Delta P_s^{jk}$ ) que evita a linha limitante de operar sobrecarregada, também está apresentada na Tabela (4.2).

A transferência da barra 32 (definida como exportadora) para a barra 22 (definida como importadora) apresenta a linha 25-24 como linha limitante, pois esta linha alcança o seu limite térmico com uma transferência de 9,32 p.u., ou 932 MW, valores obtidos utilizando o método com a incorporação do fluxo de potência reativo, à medida que o método linear tradicional apresenta para a linha 25-24 uma transferência máxima de 9,488 p.u. ou 948,8 MW.

**Tabela 4.2:** Resultados da ATC para o sistema Cigré 32 barras

Direção de Transferência	De 32 para 22
Linha Limitante	25-24
$S_{jk}^{max}$	10,61
$P_{jk}^*$	10,58
$\rho_{jk,i \rightarrow s}$	0,9324
Linear $\Delta P_s^{jk}$ (p.u.)	9,49
Reativo $\Delta P_s^{jk}$ (p.u.)	9,32

O método reativo fornece também o máximo fluxo possível na linha. Para a linha 25-24, com capacidade máxima de 1061 MVA, o fluxo máximo estimado é de 1058 MW.

A Tabela (4.3) apresenta as principais linhas limitantes para o cálculo da máxima capacidade de transferência no sistema Cigré 32 barras, para uma direção de transferência definida como sendo da barra exportadora (32) para a barra importadora (22).



A segunda coluna da Tabela (4.3) apresenta os fatores de distribuição de potência para cada terminal da linha, na quinta e sexta colunas apresentam-se os valores da ATC, para os métodos Linear Reativo e Linear, respectivamente, dados em p.u.; a última coluna quantifica o carregamento de cada circuito quando a transferência indicada na Tabela (4.2) é executada, ou seja, uma carga de 932 MW é incorporada à barra 22, representando assim a transferência ponto a ponto da barra 32 para a barra 22. O carregamento da linha é determinado subtraindo o fluxo de potência ativa pós-transferência da capacidade máxima de carregamento da linha e o resultado dividido pela capacidade máxima de carregamento da linha.

**Tabela 4.3:** Principais linhas limitantes do sistema Cigré 32 barras: Transferência 32-22

Transferência			Reativo		Linear	Carreg. da Linha
Linha	$\rho_{jk,i \rightarrow s}$	Capacidade	Máx. Fluxo	$\Delta P^*$	$\Delta P^*$	
-	-	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	%
25-24	0,932423	10,61	10,448510	<b>9,314651</b>	<b>9,487841</b>	99,9
24-25	-0,930362	10,61	10,535820	9,431406	9,511137	
24-22	1,000055	10,90	10,777110	10,754140	10,877020	86,3
22-24	-1,000001	10,90	10,890350	10,867950	10,877610	
32-21	0,999361	12,00	11,994120	12,326670	12,671210	76,6
27-25	0,863609	9,28	9,196591	12,445210	12,541790	72,4
25-27	-0,865663	9,28	9,239453	12,467260	12,514100	
21-32	-1,002488	12,00	11,994120	12,627220	12,633080	76,6
29-27	0,498463	9,04	8,753649	13,987760	14,562220	72,7
27-29	-0,497180	9,04	8,861588	14,248430	14,607270	

A ATC é o maior valor de transferência (entre duas barras) que não sobrecarrega nenhuma linha do sistema. Para o caso apresentado o valor da ATC é 932 MW, pois esta transferência provoca um carregamento de 99,99% na linha 25–24, com um fluxo de 1060,1 MW, não sobrecarregando nenhuma das demais linha do sistema, resultados obtidos utilizando o modelo ZIP de carga. A linha 24-22 apresenta a segunda posição no ranking das linhas limitantes, no entanto, a execução de uma transferência de 1087 MW calculado



para esta linha, sobrecarrega a linha 25-24 com um fluxo de 1152 MW, sendo portanto uma operação inviável.

A execução de uma transferência da magnitude calculada pelo ATC Linear, produziria um fluxo de 1076.7 MW na linha 25-24, que provocaria uma sobrecarga nesta linha.

O máximo fluxo ativo, estimado pelo método Linear Reativo e apresentado na quarta coluna da Tabela (4.3), quando comparado com a máxima capacidade da linha apresentada na terceira coluna da mesma, apresenta pequenas diferenças em seus valores, o que indica um aproveitamento total da linha.

Os demais resultados ilustram a deficiência do método Linear na determinação de grandes transferências, ocasionando sobrecargas em diversas linhas do sistema.

## IV.2.2 – Sensibilidades

Como descrito acima, a máxima transferência de potência que o sistema Cigré 32 barras suporta, na direção estabelecida entre as barras 32 e 22, é de 932 MW. A execução desta transferência apresenta a linha 24-25 como linha limitante à transferência de potência. No entanto, a execução de uma transferência de potência de 939 MW entre as barras 32 e 22 leva à linha 24-25 um fluxo de 1067,3 MW, superando a sua máxima capacidade de carregamento, que é de 1061 MVA, tornando-se, portanto, uma linha sobrecarregada. O caso a ser investigado para este sistema, consiste em determinar quais são as barras mais sensíveis e os transformadores mais influentes na eliminação da sobrecarga ocorrida na linha em questão.

### IV.2.2.1 – Sensibilidades das Variáveis de Barras

Como destacado anteriormente, devido ao controle de tensão existente em todas as barras PV do sistema, não é possível obter as sensibilidades que relacionam os fluxos nas linhas de transmissão com as injeções de potência ativa e reativa nas barras, pois este



controle de tensão nas barras PV eliminam a influência destas barras na matriz jacobiana. Porém, este problema pode ser contornado transformando as barras PV em barras PQ e obtendo assim a sensibilidade para aquela barra.

O sistema Cigré 32 barras apresenta cinco barras PV (15, 16, 18, 22 e 31), portanto foram realizados cinco testes para diferentes configurações do sistema, onde se procurou explorar a identificação das sensibilidades das barras PV; deste modo, foram testadas as seguintes configurações:

- Caso base;
- Caso base mais barra 22 como PQ;
- Caso base mais barra 15 como PQ;
- Caso base mais barra 16 como PQ;
- Todas as barras como PQ.

As barras PV que foram escolhidas para se tornarem PQ são as que apresentam maior proximidade com a linha sobrecarregada. Desta forma, os resultados encontrados para o fator de sensibilidade das barras em cada configuração estão apresentados nas Tabelas (4.4)-(4.8). É importante ressaltar que a sensibilidade utilizada é a relação entre o fluxo de potência reativa no terminal final da linha de transmissão e a injeção de potência reativa nas barras.

As Tabelas (4.4)-(4.8) relacionam o fator de sensibilidade (segunda coluna) para cada barra do sistema. Na terceira coluna apresenta-se o ranking de sensibilidade, indicando o suporte reativo de qual barra deve ser alterado primeiro em cada configuração.

De acordo com as tabelas anteriores, as barras indicadas para a alteração em seu suporte reativo são sempre as mesmas, com pequenas alterações de posicionamento.

Realizou-se então alguns testes para verificar se realmente as barras indicadas, com maior fator de sensibilidade, seriam capazes de eliminar o sobrecarga na linha, alterando apenas o seu suporte reativo. Para isto, na configuração inicial, caso base, modificou-se a quantidade de capacitores ou reatores shunts das barras indicadas com maior fator de sensibilidade, pois estas devem necessitar de uma quantidade menor de suporte reativo para a eliminação da sobrecarga.



**Tabela 4.4:** Fator de Sensibilidade

Caso Base

Caso Base		
Barras	Sensibilidade	Classificação
1	8169,2210	3
2	8348,0490	1
3	7037,2640	10
4	8219,0450	2
5	7168,3690	8
6	7895,5770	4
7	6661,8320	-
8	7459,7470	6
9	7557,8850	5
10	7411,5720	7
11	6371,7750	-
12	6543,5410	-
13	7148,1670	9
14	6031,2940	-
15	0	-
16	0	-
17	4638,4080	-
18	0	-
19	1,7447E-07	-
20	1,9625E-06	-
21	2,6884E-05	-
22	0	-
23	4679,7910	-
24	6191,8320	-
25	6356,5060	-
26	6439,2300	-
27	4706,0690	-
28	4960,0900	-
29	2932,1690	-
30	2947,1200	-
31	0	-
32	0	-



**Tabela 4.5:** Fator de Sensibilidade  
Caso Base + 22 como PQ

<b>Caso Base + 22 como PQ</b>		
<b>Barras</b>	<b>Sensibilidade</b>	<b>Classificação</b>
1	1470,9430	1
2	1282,8520	3
3	1036,8270	12
4	1240,1400	5
5	1051,0850	10
6	1160,8400	8
7	951,3472	14
8	1343,3000	2
9	1161,4640	7
10	1118,3280	9
11	938,7888	15
12	959,4764	13
13	1050,9650	11
14	861,2995	-
15	0	-
16	0	-
17	662,3848	-
18	0	-
19	3,8532E-08	-
20	2,713E-07	-
21	3,9999E-06	-
22	1224,8340	6
23	668,2947	-
24	1254,7550	4
25	907,7382	-
26	922,4609	-
27	678,4148	-
28	717,1466	-
29	422,6939	-
30	424,8439	-
31	0	-
32	0	-



**Tabela 4.6: Fator de Sensibilidade**

Caso Base +15 como PQ

Caso Base + 15 como PQ		
Barras	Sensibilidade	Classificação
1	1023,8650	4
2	1080,7840	1
3	918,3893	11
4	1067,8750	2
5	936,3503	8
6	1030,8370	3
7	984,7909	5
8	934,9426	9
9	978,4819	6
10	962,9607	7
11	831,5394	-
12	854,7328	13
13	933,2551	10
14	891,6163	12
15	653,5603	-
16	0	-
17	685,7435	-
18	0	-
19	2,1175e-07	-
20	2,6359e-06	-
21	3,4611e-05	-
22	0	-
23	691,8585	-
24	752,6691	-
25	834,5252	-
26	844,8847	-
27	616,7480	-
28	649,6696	-
29	384,2718	-
30	386,2312	-
31	0	-
32	0	-



**Tabela 4.7: Fator de Sensibilidade**

Caso Base + 16 como PQ

<b>Caso Base + 16 como PQ</b>		
<b>Barras</b>	<b>Sensibilidade</b>	<b>Classificação</b>
1	1180,3440	5
2	1266,7790	1
3	1080,7060	11
4	1253,8650	2
5	1102,3340	9
6	1213,2800	4
7	1225,7050	3
8	1077,8300	12
9	1146,8710	6
10	1130,6770	7
11	978,5057	-
12	1006,2480	13
13	1098,4260	10
14	1109,7550	8
15	0	-
16	825,1458	-
17	853,5344	-
18	0	-
19	3,1232e-07	-
20	3,6988e-06	-
21	4,8672e-05	-
22	0	-
23	861,1442	-
24	853,6039	-
25	984,9035	-
26	996,8414	-
27	727,2523	-
28	765,8596	-
29	453,1226	-
30	455,4331	-
31	0	-
32	0	-



**Tabela 4.8: Fator de Sensibilidade**

Todas as PV como PQ

<b>Todas as PV como PQ</b>		
<b>Barras</b>	<b>Sensibilidade</b>	<b>Classificação</b>
1	8197,8700	4
2	8592,7060	3
3	8088,4460	6
4	8648,3450	1
5	8084,2600	7
6	8134,7000	5
7	8609,5590	2
8	7482,9090	11
9	7775,6660	10
10	7794,7870	8
11	7319,9600	14
12	7376,3310	12
13	7360,9080	13
14	7791,3940	9
15	5705,4000	-
16	5788,1680	-
17	5988,3060	-
18	4451,0230	-
19	4430,9050	-
20	4647,5860	-
21	3242,6670	-
22	5893,3670	-
23	6042,0240	-
24	6044,4720	-
25	5993,7680	-
26	6132,7880	-
27	6035,7450	-
28	6233,1640	-
29	5558,4790	-
30	5569,0080	-
31	4337,5780	-
32	0	-



Na Tabela (4.9) apresentam-se as principais barras utilizadas na tentativa de eliminação da sobrecarga da linha. A primeira coluna é composta pelas barras testadas, a segunda e a terceira coluna apresentam suporte reativo inicial e final, respectivamente, e a última coluna mostra o fluxo na linha 24-25 após a variação do suporte reativo.

**Tabela 4.9:** Suporte Reativo necessário para a eliminação da sobrecarga – Caso Base

<b>Barras</b>	<b>Inicial</b>	<b>Final</b>	<b>Fluxo</b>
-	<b>MVar</b>	<b>MVar</b>	<b>MW</b>
1	48,91	-63	1060,9
2	47,15	223,15	1060,1
4	46,21	257,21	1061
6	47,33	268,33	1061
8	30,2	-90	1060,4
10	19,7	299,7	1061
12	28,3	358,3	1061

Como no caso base as barras 1 e 8 possuem tensões elevadas (cerca de 10%), a eliminação da sobrecarga deve ser realizada com o emprego de reatores e não capacitores.

Como a capacidade máxima do circuito 24-25 é de 1061 MVA, verificou-se que alterando somente o suporte de reativos das barras especificadas, é possível eliminar a sobrecarga.

#### *IV.2.2.2 – Sensibilidades das Variáveis dos Transformadores*

Outros equipamentos em que as companhias de transmissão podem interferir em seu funcionamento são os transformadores. A alteração de um tap do transformador consiste na alteração da relação de transformação do mesmo, e com isto é possível alterar as tensões nas barras terminais da ligação. Foram estes fatos que motivaram o estudo deste equipamento no que se refere ao alívio de sobrecargas no sistema de transmissão.

O sistema estudado, Cigré 32 barras, apresenta 15 transformadores e procura-se determinar quais destes serão mais sensíveis na eliminação da sobrecarga na linha. O objetivo do teste é obter uma sensibilidade que relacione os transformadores em forma de *ranking*, indicando quais são os mais influentes à sobrecarga, ou seja, qual transformador

provocará uma maior atenuação da sobrecarga na linha. Os resultados encontrados para o sistema Cigré 32 barras estão apresentados na Tabela (4.10).

**Tabela 4.10:** Sensibilidades dos transformadores – Caso Base

<b>Transformadores</b>	<b>Sensibilidades</b>	<b>Tap Inicial</b>	<b>Tap Final</b>	<b>Conclusão</b>
1 – 8	0,3084			
2 – 9	0,1032			
3 – 11	0,0945			
4 – 10	0,0852			
5 – 12	0,0428			
6 – 13	0,1016			
7 – 14	0,0060			
8 – 24	1,3668	1,042	0,953	Sobrecarga eliminada
9 – 25	0,0252			
11 – 27	0,3648	0,99	1,13	Sobrecarga eliminada
12 – 28	0,2618			
13 – 26	0,4588	1,021	1,162	Sobrecarga eliminada
14 – 23	0,0059			
15 – 17	0,0957			
16 – 17	0,1364			

A primeira coluna da Tabela (4.10) apresenta os 15 transformadores do sistema Cigré 32 barras, com suas respectivas sensibilidades apresentadas na segunda coluna da mesma tabela. Sensibilidade que foi obtida através da relação entre o fluxo de potência ativa na linha sobrecarregada e os taps de todos os transformadores do sistema. A terceira coluna da Tabela (4.10) apresenta o tap inicial do transformador, ou seja, o tap que o transformador possuía no caso base, e a quarta coluna mostra o tap final, responsável pela eliminação da sobrecarga na linha de transmissão. Como se pode notar na tabela, somente três dos quinze transformadores conseguem eliminar a sobrecarga na linha, justamente os três transformadores que apresentam maior fator de sensibilidade. O transformador inserido no circuito entre as barras 8-24 apresentou o maior fator de sensibilidade, e por este é o transformador mais indicado para a eliminação da sobrecarga na linha.

Se os limites máximo e mínimo dos transformadores forem estabelecidos como sendo 1,1 e 0,9, respectivamente, nota-se que o tap final dos transformadores entre as barras 11-27 e 13-26 viola estes limites. No entanto, vale ressaltar que estes valores de taps finais



são valores com os quais os transformadores são capazes de eliminar a sobrecarga na linha sozinhos. Nada impede que ocorra uma associação entre estes dois transformadores de forma que nenhum dos dois viole os seus limites de operação.

Realizando as alterações nos taps dos transformadores, conforme indicado na Tabela (4.10), garante-se que a sobrecarga de 6,3 MW na linha seja eliminada, tornando-se assim possível uma transferência de potência de 939 MW entre as barras 32 e 22, ou seja, 7 MW a mais que o valor calculado pela ATC para este mesmo sistema. Portanto, estes procedimentos de rede podem também ser utilizado para aumentar a quantidade de transferência de potência entre barras do sistema.





Nesta configuração o sistema em estudo apresenta ainda 1027 transformadores, 283 geradores distribuídos em 80 áreas. A barra de referência angular para este sistema é adotada como sendo a barra que representa a usina de Ilha Solteira.

### IV.3.1 – ATC

O objetivo do cálculo da ATC é verificar a quantidade de potência que pode ser transferida de uma região onde a geração é abundante para uma outra região onde a geração é escassa e a quantidade de carga a ser atendida é grande. Com este objetivo procurou-se estudar uma transferência de potência entre uma usina de grande porte como Água Vermelha (#189) para um grande centro de carga como o de Paulínia(#517), e encontrar a linha que limita esta transferência.

Os resultados estão apresentados na Tabela (4.11), que apresenta dados de linha como capacidade de carregamento ( $S_{jk}^{max}$ ), o máximo fluxo ativo ( $P_{jk}^*$ ) e o fator de distribuição linearizado calculado a partir da solução do fluxo de potência AC. Para a direção estipulada, da barra 189 para a barra 517, o valor da ATC ( $\Delta P_s^{jk}$ ) também está apresentada na tabela, onde a barra 189 é definida como barra exportadora de potência para a barra 517, definida como barra importadora de potência.

Tabela 4.11: Resultados da ATC para o sistema brasileiro: Carga Média

Direção de Transferência	De 189 para 517
Linha Limitante	TANQUI-1-1(#530)-OXIGEN-1-1(#551)
$S_{jk}^{max}$	0,9100
$P_{jk}^*$	0,8976
$\rho_{jk,i \rightarrow s}$	-0,5267
Linear $\Delta P_s^{jk}$ (p.u.)	0,9753
Reativo $\Delta P_s^{jk}$ (p.u.)	0,9604

Para a direção de transferência indicada acima, a linha 530-551 é identificada como a linha limitante e a máxima potência possível de ser transferida é 96,04 MW, valor obtido utilizando o método com incorporação do fluxo reativo. O método Linear de cálculo da



ATC indica uma transferência máxima de 97,53 MW para a mesma linha limitante, 530-551.

A região onde está localizada a linha limitante está apresentada na figura 4.3, onde se pode observar o fluxo e o carregamento, em porcentagem, de cada linha antes da execução da transferência de potência.

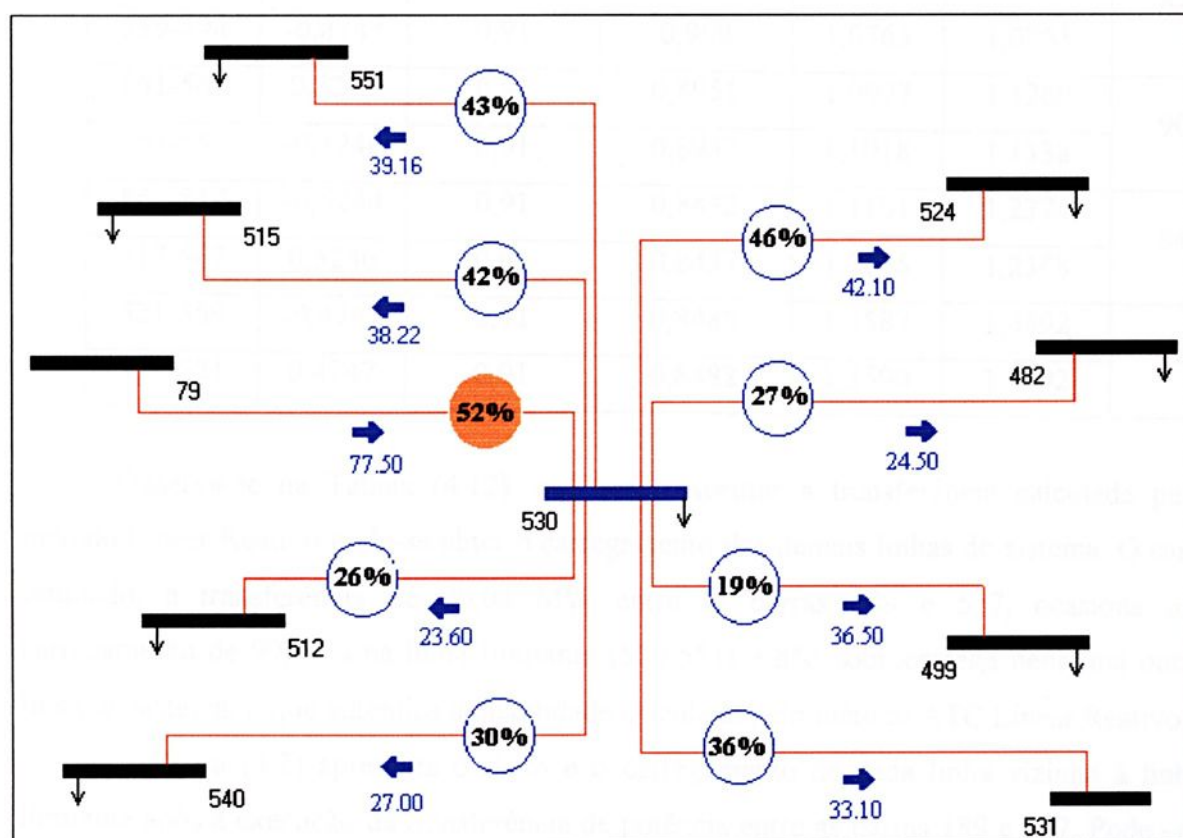


Figura 4.3: Região da linha limitante antes da transferência de potência entre as barras

Como se observa na Tabela (4.11), a capacidade máxima da linha limitante é de 91 MVA e a execução de uma transferência de 96,04 MW entre as barras 189 e 517 provoca um fluxo de 90,9 MW na linha 530-551, o que proporciona um aproveitamento máximo da linha sem ocasionar violações das restrições de segurança.

Na Tabela (4.12) apresenta-se um ranking com as principais linhas limitantes para a direção de transferência definida.



Tabela 4.12: Principais linhas limitantes do sistema brasileiro-Carga Media:Transferência 189-517

Transferência			Reativo		Linear	Carreg. da Linha
Linha	$\rho_{jk,i \rightarrow s}$	Capacidade	Máx. Fluxo	$\Delta P^*$	$\Delta P^*$	
-	-	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	%
530-551	-0,5367	0,91	0,897	<b>0,9604</b>	<b>0,9753</b>	<b>99,89</b>
551-530	0,5315	0,91	0,895	0,9652	0,9875	
494-559	0,4763	0,91	0,909	1,0706	1,0708	94,50
559-494	-0,4747	0,91	0,909	1,0763	1,0763	
551-567	0,5267	0,91	0,8951	1,0997	1.1280	90,65
567-551	-0,5246	0,91	0,8932	1,1018	1.1338	
567-517	-0,5244	0,91	0,8432	1.1101	1,2374	84,28
517-567	0,5246	0,91	0,8437	1,1105	1,2368	
521-559	-0,4747	0,91	0,8480	1,3587	1,4892	72,64
559-521	0,4747	0,91	0,8482	1,3590	1,4892	

Observa-se na Tabela (4.12), que após executar a transferência calculada pelo método Linear Reativo pode-se obter o carregamento das demais linhas do sistema. O caso estudado, a transferência de 96,04 MW entre as barras 189 e 517, ocasiona um carregamento de 99,89% na linha limitante (530-551) e não sobrecarrega nenhuma outra linha do sistema, o que autentica a quantidade calculada pelo método ATC Linear Reativo.

A figura (4.2) apresenta o fluxo e o carregamento de cada linha vizinha à linha limitante após a execução da transferência de potência entre as barras 189 e 517. Pode –se notar na figura o carregamento que a linha 530-551 assume após a transferência, pois um fluxo de 90,9 MW começa a passar por aquela linha que possui 91 MVA como a sua máxima capacidade térmica.



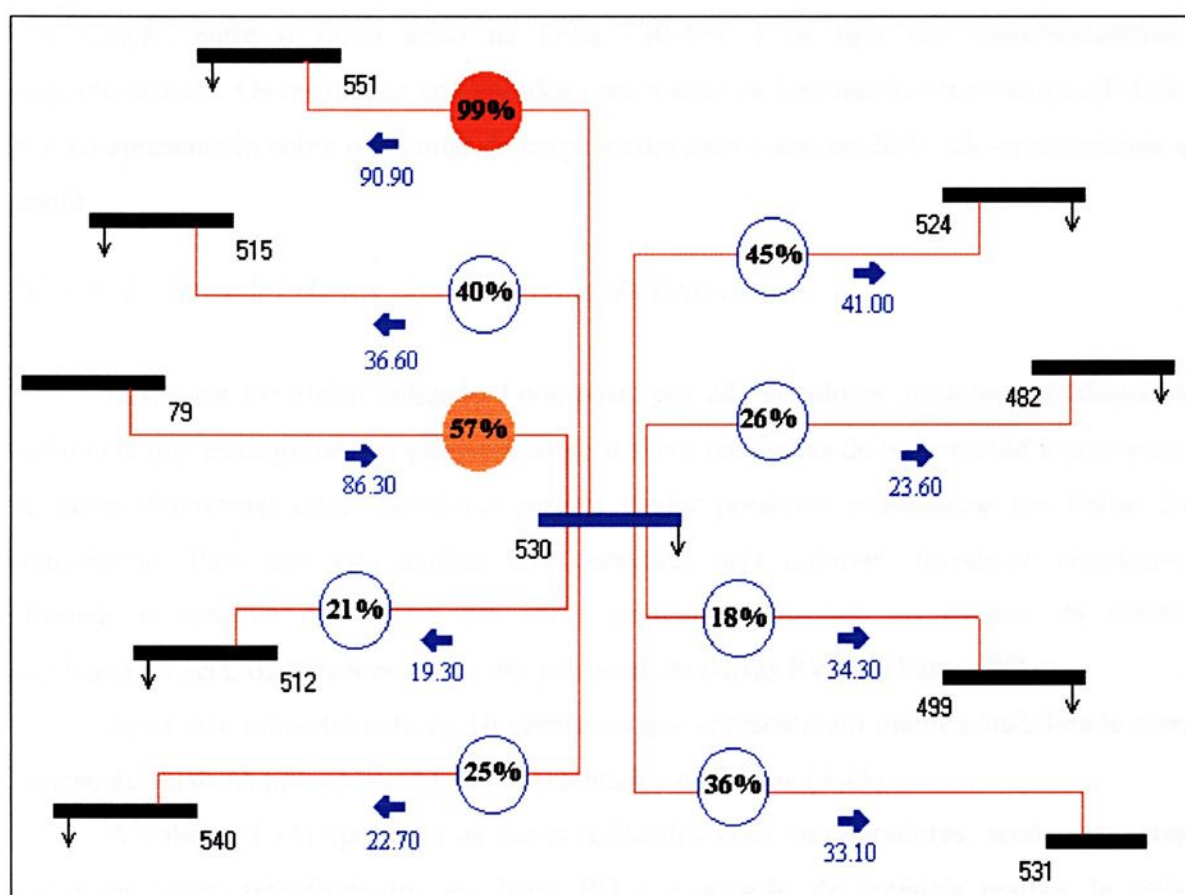


Figura 4.4: Região da linha limitante depois da transferência de potência entre as barras

### IV.3.2 – Sensibilidades

Como se observou na Tabela (4.12), a transferência de 96 MW entre as barras de Água Vermelha e Paulínia provoca um carregamento de 99,89 % na linha 530-551. O procedimento a ser realizado é executar uma transferência maior que 96 MW e assim sobrecarregar a linha limitante (530-551) e então encontrar as barras e os transformadores, dentre todos do sistema, capazes de eliminar a sobrecarga na linha. Portanto, realiza-se uma transferência de 98 MW entre as barras 189 e 517, o que provoca um fluxo de 92.0 MW na linha 530-551, sobrecarregando-a. Os fatores de sensibilidade que indicaram quais são as barras e os transformadores mais sensíveis ao fluxo na linha 530-551 foram determinados



pela relação entre o fluxo reativo na linha 530-551 e a injeção de potência reativa nas barras e a relação entre o fluxo ativo na linha 530-551 e os taps dos transformadores, respectivamente. Os resultados encontrados para o sistema Interligado Nacional (S-SE-CO-N-NE) apresentado sobre o patamar de carga média para o ano de 2003, são apresentados a seguir.

#### IV.3.2.1– Sensibilidades das Variáveis de Barras

O sistema brasileiro utilizado é composto por 283 geradores, portanto calculou-se a influência que estes geradores possuem sobre o fluxo nas linhas de transmissão e procurou-se assim determinar quais geradores podem aliviar possíveis sobrecargas em linhas de transmissão. Para que esta análise dos geradores seja possível, tornou-se necessário eliminar o controle da tensão que estes geradores possuíam no cálculo da matriz jacobiana, ou seja, os geradores um a um passaram de barras PV para barras PQ.

Após este procedimento os 10 geradores que apresentaram maior sensibilidade com relação ao fluxo na linha 530-551 são apresentados na Tabela (4.13).

A Tabela (4.13) apresenta os testes realizados com estes geradores, sendo que estes geradores foram transformados em barra PQ e a geração de potência reativa de cada gerador foi alterada entre 50 MVar e 200 MVar, a monitoração do fluxo na linha 530-551 foi executada e comparada com o fluxo pós transferência na linha 530-551 de 92,0 MW.

**Tabela 4.13:** Geração de potência reativa necessária para ao alívio da linha 530-551–Sistema brasileiro

<b>Gerador</b>	<b>Inicial</b>	<b>+50 MVar</b>	<b>+100 MVar</b>	<b>+150 MVar</b>	<b>+200 MVar</b>
<b>-</b>	<b>MVar</b>	<b>MW</b>	<b>MW</b>	<b>MW</b>	<b>MW</b>
3194 - UHSCLA---GER0	-19,9	91,9	91,8	91,7	91,6
1203 - ARACUA-1-1380	-41,6	91,9	91,7	91,5	91,3
3195 - UHAIMO---GER0	-41,6	92,0	92,0	91,9	91,9
1835 - R.BONI-G-GER4	0,1	92,0	91,9	91,9	91,8
1821 - MASCA1-G-GER4	13,6	92,0	92,0	91,9	91,9
1898 - T-UHEMF--344	1,3	91,9	91,8	DIV	-
1842 - SUICA1-G-GER4	1,6	92,0	91,9	91,9	91,9
3360 - ROSAL--G-GER4	3,3	91,9	91,8	91,7	91,6
1853 - CASTEL-1-1384	5,2	91,9	91,9	91,9	91,8
2815 - ALEGRET-0G	-22,3	92,0	91,9	91,9	91,9



A Tabela (4.13) mostra os 10 geradores que apresentaram os maiores valores de sensibilidade e assim, são os mais indicados para a alterar o fluxo na linha sobrecarregada. A segunda coluna da Tabela (4.13) indica a quantidade de potência reativa gerada por cada gerador no caso base, as demais colunas da tabela indicam a variação do fluxo na linha 530-551 com o aumento da geração de potência reativa de cada gerador. Observa-se que todos os geradores são capazes de diminuir o fluxo na linha sobrecarregada, no entanto, para a geração adicional de reativo especificada a cada gerador, nenhum conseguiu eliminar a sobrecarga. Um teste realizado foi verificar a magnitude do fluxo na linha sobrecarregada, quando os três geradores mais sensíveis, têm sua geração de reativo aumentada em 130 MVar, simultaneamente, verifica-se que o fluxo na linha sobrecarregada cai de 92.0 MW para 90.2 MW, eliminado assim a sobrecarga nesta linha com a injeção de 390 MVar, distribuídos nos três geradores mais indicados, de acordo com a sensibilidade.

#### *IV.3.2.2 – Sensibilidades das Variáveis dos Transformadores*

Por se tratar de um sistema muito grande é quase impossível testar todos os transformadores do sistema para verificar qual deles eliminaria a sobrecarga em uma determinada linha. No entanto, a utilização de uma fator de sensibilidade relacionando o fluxo de potência ativa na linha em questão com a variação dos taps de todos os transformadores do sistema, já nos forneceria possíveis informações sobre em qual transformador deve-se atuar. Com este objetivo, a Tabela (4.14) apresenta os dez transformadores que obtiveram maior fator de sensibilidade, sendo portanto, os mais indicados de terem o seus taps alterados.



**Tabela 4.14:** Transformadores mais influentes ao fluxo na linha 530-551.

<b>Transformadores</b>	<b>Tap Inicial</b>	<b>Tap Final</b>	<b>Fluxo (MW)</b>
ASSIS2-2-2 (198) - ASSIS -4-4 (203)	0,906	0,900	92,0
ASSIS2-2-2 (198) - ASSIS -4-4 (203)	0,995	0,900	92,0
TPRETO-7-7(138) - TPRET3-0-0(148)	1,000	0,800	91,6
TIRMAO-G (194) - TIRMAO-4-4 (184)	1,000	0,800	91,5
A.LAYD-2-2 (200) - A.LAYD-G-G (176)	1,050	0,800	92,0
TPRETO-7-7 (138) - TPRET3-0-0(145)	1,000	0,800	91,6
ITUMBI-5-5 (101) - ITUMBI-G-G (17)	1,050	0,800	91,9
UHJAGU-3-3 (1067) - JAGUAR-T- (1066)	1,000	0,800	91,9
UHVGRA-3-3 (1069) - UHVGRA---G (3184)	1,025	0,800	91,9
UHJAGU-3-3 (1067) - JAGUAR-T- (1066)	1,000	0,800	91,9

Como se pode observar na Tabela (4.14) a maioria dos transformadores indicados alteram o fluxo na linha 530-551 com a variação de seus taps. Os taps dos transformadores foram alterados entre 0.800 e 1.100, dentre os que não possuíam limites de taps, para os transformadores que possuíam limites de taps, estes foram respeitados. Uma monitoração do fluxo na linha 530-551 foi realizada para observar se com a alteração dos taps daquele transformador era possível eliminar a sobrecarga na linha. Os fluxos encontrados e os taps iniciais e finais estão apresentados na Tabela (4.14). Novamente, nota-se que os transformadores isoladamente não conseguem eliminar a sobrecarga na linha, no entanto, fixando os taps dos transformadores, 138-148 e 194-184, em 0,900 simultaneamente, o fluxo na linha sobrecarregada chega a 90,3 MW, eliminando a sobrecarga da linha.



## V – Conclusões

---

Um programa computacional foi desenvolvido para determinar a máxima transferência de potência entre áreas sem a violação de limites de segurança, e identificar a linha limitante a essa transferência de potência. De posse destes resultados foram implementados cálculos de fatores de sensibilidade que indicassem os possíveis agentes (geradores e transformadores) do sistema de transmissão, capazes de eliminar possíveis sobrecargas nesta linha limitante, podendo assim ser aumentada a quantidade de potência possível de ser transferida de uma área a outra do sistema. Com os resultados obtidos pode-se destacar:

A metodologia utilizada para o cálculo da ATC é robusta e rápida na determinação da máxima transferência e da linha limitante, o que viabiliza a sua utilização sendo que não consiste de um processo iterativo e apresenta pequeno esforço computacional.

A ATC pode ser utilizada como uma forma de avaliar o sistema no caso base e estabelecer uma lista de possíveis contingências à operação do sistema, além de calcular a transferência que maximiza o fluxo nas linhas de interface dos sistemas interligados. A utilização da ATC no monitoramento da segurança do sistema fornece informações importantes sobre o estado atual do mesmo.

O trabalho apresentou também resultados sobre a aplicação da teoria de análise de sensibilidades baseados na alteração do suporte reativo em geradores e transformadores,

com o objetivo de proporcionar o alívio de sobrecargas em linhas de transmissão, podendo ser utilizada como uma forma de controle, do ponto de vista da operação, para assegurar ações que preservem a segurança do sistema.

Observou-se através dos resultados que os agentes identificados pelos fatores de sensibilidade são capazes de eliminar as sobrecargas atuando isoladamente ou em conjunto, e geralmente conseguem diminuir o fluxo na linha sobrecarregada o que alivia a situação de emergência.

Nos sistemas testados, observa-se a coerência dos resultados apresentados pelos fatores de sensibilidade, que na maioria das vezes indica os agentes mais próximos à linha com problema, tanto a relação entre o fluxo reativo na linha com a injeção reativa na barra, relação utilizada para indicar as barras mais influentes na eliminação da sobrecarga, quanto a relação entre o fluxo ativo na linha e a variação do tap dos transformadores, relação utilizada para identificar quais os transformadores mais influentes à eliminação da sobrecarga na linha.

As metodologias apresentadas neste trabalho podem ser facilmente empregadas por empresas de transmissão que visem o aproveitamento máximo das instalações de transmissão existentes de forma segura e eficiente, pois utiliza como dados de entrada informações facilmente obtidas com programas de fluxo de potência e requer um esforço computacional muito pequeno. Constitui-se, portanto, numa ferramenta útil para as empresas do setor elétrico.

## V.2 – Sugestões para Trabalhos Futuros

As metodologias apresentadas forneceram resultados satisfatórios conforme descrito anteriormente, no entanto, mais testes com a rede real devem ser realizados, para a validação dos resultados.

A metodologia da ATC possui um potencial muito grande e pode ser utilizada para ilustrar as relações contratuais entre as diversas empresa existente no sistema, por exemplo, se a empresa A envia 100 MW para a empresa B, e esta envia 150 MW para a empresa C. Na prática isto corresponde a uma transferência distribuída de (A, B) para C. Assumindo um único gerador em A e B, então  $T_a=1.00$ ,  $T_b=0.50$  e  $T_c=-1.50$ . Então o vetor de injeção



seria  $T = [0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0.5 \ 0 \ 0 \ -1.5 \ 0 \ 0]$  nas posições A, B e C, sendo que nenhuma destas barras é a referência do sistema. Assumindo que B é a barra de referência, então  $T = [0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ -1.5 \ 0]$ , ou seja, a barra de referência não é incluída na transferência. Esta sugestão pode ser analisada sobre o foco de Teoria de Jogos, onde é possível verificar se a coalisão entre as empresas, (A, B), produziria um melhor benefício para todas as demais empresas do sistema.

Outra questão importante, em que se pode aplicar Teoria de Jogos na determinação da ATC, seria a verificação se a inclusão de mais uma linha no sistema seria benéfica para o mesmo, aumentando assim a máxima transferência de potência.

Uma análise importante da ATC seria, qual o seu comportamento durante a ocorrência de contingências no sistema, ou seja, a quantidade de potência pode ser transferida entre as áreas do sistema quando uma linha ou transformador sai do sistema. Para esta análise pode-se utilizar fatores como o “*Line Outage Distribution Factors*” que estimam a mudança no fluxo devido a saída de uma linha de transmissão ou transformador.

Outra sugestão que deve ser investigada é a utilização da sensibilidade QV através da matriz de acoplamento implícito – CRIC (Calcul de Reseaux Implicetement Couplés – [Carpentier]), para a identificação dos geradores mais influentes na eliminação da sobrecarga em algumas linhas. Nesta matriz ao invés de se fazer diretamente  $\Delta P = 0$ , utiliza-se o seguinte artifício: mantém-se constantes os fluxos de potência ativa ( $P_{km}$ ) nos bipolos da rede, garantindo que as injeções de potência ativa nas barras do sistema estarão fixas. Assim, fazendo  $P_{km}$  constante na equação do fluxo de potência ativa do bipolo, gera-se uma expressão para as aberturas angulares, que é função só das tensões nas barras terminais do bipolo.



## VI – Referências Bibliográficas

---

- [1] V. Ajjarapu, C. Chrity, “The Continuation Power Flow: A Tool for Steady State Voltage Stability Analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No.1, pp. 416-423 February 1992.
- [2] J. G. C. Costa, A. M. Leite da Silva, L. A. F. Manso, “Avaliação da Capacidade de Transferência de Sistemas de Transmissão em Ambientes Competitivos”, *Congresso Brasileiro de Automática*, Natal – RN, pp. 2569-2574, Setembro 2002.
- [3] S. Grijalva, “Complex Flow-Based Non-Linear ATC Screening”, Ph.D. dissertation, Univ. Illinois at Urbana-Champaign, Urbana, IL, 2002.
- [4] H. E. Brown, “Alleviating Line Overload by Line Switching”, *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 1, No. 1, pp. 30-33, January 1988.
- [5] N. Muller, V. H. Quintana, “Line and Shunt Switching to Alleviate Overloads and Voltage Violations in Power Networks”, *IEE Proceedings*, Vol. 136, No. 4, pp. 246-253, July 1989.
- [6] ANAREDE – Programa de Análise de Redes, versão 07-08/99, CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
- [7] G. C. Ejebe, J. G. Waight, M. Santos-Nieto, W. F. Tinney, “Fast Calculation of Linear Available Transfer Capability”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, pp. 1112-1116, August 2000.

- [8] P. W. Sauer, "On the Formulation of Power Distribution Factors for Linear Load Flow Methods", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, No. 2, February 1981, pp. 764-770.
- [9] B. Stott, J. L. Marinho, "Linear Programming for Power System Network Security Applications", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, No. 3, pp. 764-770, May/June 1979.
- [10] S. Grijalva, P. W. Sauer, "Reactive Power Considerations in Linear ATC Computations", *Decision Support Systems*, Elsevier Science B. V., vol. 30, No. 30, pp. 327-340, June 2001.
- [11] S. Grijalva, P. W. Sauer, J. D. Weber, "Enhancement of Linear ATC Calculations by the Incorporation of Reactive Power Flows", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, No. 2, pp. 619-624, May 2003.
- [12] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, "Power Generation, Operation and Control", Second Edition, John Wiley & Sons, Inc. NY, 1996.
- [13] "NERC Transmission Transfer Capability Task Force", in *Available Transfer Capability Definitions and Determination*. Princeton, NJ: North American Electric Reliability Council, 1996.
- [14] J. Peschon, D. S. Piercy, W. F. Tinney, O. J. Tveit, "Sensitivity in Power Systems", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 87, No. 1, pp. 1687-1696, August 1968.
- [15] E. Belati, "Sensibilidade em Fluxo de Potência Ótimo", Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, São Carlos, SP, 2003.
- [16] A. Monticelli, "Fluxo de carga em redes de energia elétrica", Editora Edgard Blucher Ltda, São Paulo, 1983.
- [17] C. A. Aumuller, K. Saha, "Determination of Power Systems Coherent Bus Groups by Novel Sensitivity-Based Method for Voltage Stability Assessment", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, No. 3, pp. 1157-1164, August 2003.
- [18] F. C. Gaino, A. Padilha-Feltrin, J. S. Mantovani, P. B. Araújo, "Estudo de Metodologias para Avaliação da Capacidade de Transferência", relatório técnico apresentado à CTEEP, Projeto de P&D – T6, Maio/2004.



APÊNDICE A

Dados da solução do fluxo de potência para o sistema Cigré 32 barras

```

TITU
FEV-03-PES * PAR 03-05 * 27/11/01 *
DOPC IMPR
(Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E
QLIM D VLIM L CREM L CTAP D STEP L NEWT L RCVG L RMON L
9999
DCTE
(Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val)
BASE 100. DASE 100. TEPA 1. EXST 4. TETP 5. TBPA 5.
TLPP 1. TEPR 1. QLST 4. TLPR 1. TLPQ 2. TSBZ .01
TSBA 5. ASTP .05 VSTP 5. TLVC .1 TLTC .01 TSFR .1E-7
ZMAX 500. TLPV .5 VDVM 200. VDVN 40. TUDC .001 TADC .01
PGER 30. TPST 2. VFLD 70. ZMIN .001 HIST 470 LFIT 10
ACIT 90 LFCV 1 DCIT 10 VSIT 10 LPIT 50 LFLP 10
PDIT 10 LCRT 24 LPRT 60 CSTP 500.
ICIT 30 DMAX 5 FDIV 2. ICMN .05 VART 5. TSTP 32
ICMV .5 APAS 90. CPAR 70.
9999
DBAR
(No) O TB( nome )G( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)( Bc)( Pl)( Ql)( Sh)( A(Vf)
1 0 Riversde-138 1043-9.7 0.0 0.0 298.7164.848.91 7
2 0 Pokagon--138 1024-11. 0.0 0.0 300.9167.447.15 7
3 0 HickryCk-130 1025-9.9 0.0 0.0 301.2167.747.25 7
4 0 NwCarlsl-138 1013-11. 0.0 0.0 301.0167.546.21 7
5 0 Olive----138 1033-9.7 0.0 0.0 296.8162.548.04 7
6 0 Kankakee-138 1026-10. 0.0 0.0 301.3167.947.33 7
7 0 JacksnRd-138 1025-11. 0.0 0.0 301.2167.747.32 7
8 0 Olive----345 1055-5.7176.730.20 0.0 0.083.4315
9 0 Bequine--345 1029-7.1 0.0 0.0 0.0 0.079.3515
10 0 Breed----345 1019-7.0150.819.70 0.0 0.0 0.0015
11 0 SouthBnd-138 1030-5.8 0.0 0.0 0.0 0.079.5115
12 0 TwinBrch-138 1055-5.8176.728.30 0.0 0.083.5015
13 0 Concord--138 1030-5.9 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0015
14 0 GoshenJt-138 1030-7.5 0.0 0.0 0.0 0.079.6215
15 1 FtWayne--138 10004.16849.9306.8 600 47.9 39.9 0.0040
16 1 N. E.----138 10001.56499.9236.2 500 53.9 44.9 0.0040
17 0 Sorenson-138 1050-.17 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0040
18 1 McKinley-138 10842.542800.483.3 900 579.9 99.9 0.0040
19 0 Lincoln--138 1088.802 0.0 0.0 97.9 31.9 0.0040
20 0 Rosca_o_gato 1059-.35 0.0 0.0 599.9199.9 0.0040
21 0 Jay-----138 1081.804 0.0 0.0 299.9 74.9 0.0040
22 1 Randolph-138 1040-1.7 -2.3-12.6-200 200 0.0 0.0 0.0040
23 0 CollCrnr-138 1048-.38 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0040
24 0 Trenton--138 1040-1.7 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0040
25 0 TannrsCk-138 1044-.96 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0040
26 0 TannrsCk-345 1040-1.4 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0040
27 0 Madison--138 1044-1.5 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0040
28 0 Mullin---138 1030-2.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0040
29 0 Grant----138 1055-.67 0.0 0.0 236.9 77.9 0.0040
300 0 Sorenson-345 1055-.64 0.0 0.0 222.9 72.9 0.0040
31 1 DeerCrk--138 1098-1.3 0.0 0.2 200 318.9-99.9 0.0090
32 2 Delaware-138 10920.00-66.339.61 200 0.0 0.0 0.0094
9999
    
```



## DLIN

(De)	O	(Pa)	NcEP	( R% )	( X% )	(Mvar)	(Tap)	(Tmn)	(Tmx)	(Phs)	( Bc)	(Cn)	(Ce)Ns
1		8	1	T	0.06	2.50	0.00	1.020	0.9	1.1			792
2		9	1	T	0.06	2.50	0.00	1.030	0.9	1.1			610
3		11	1	T	0.06	2.50	0.00	1.030	0.9	1.1			703
4		10	1	T	0.06	2.50	0.00	1.030	0.9	1.1			785
5		12	1	T	0.06	2.50	0.00	1.010	0.9	1.1			750
6		13	1	T	0.06	2.50	0.00	1.030	0.9	1.1			732
7		14	1	T	0.06	2.50	0.00	1.030	0.9	1.1			726
8		24	1	T	0.05	4.35	0.00	1.042					735
9		25	1	T	0.08	4.72	0.00	1.053					787
11		27	1	T	0.03	2.20	0.00	0.990					710
12		28	1	T	0.05	4.35	0.00	1.111					602
13		26	1	T	0.03	2.23	0.00	1.021					634
14		23	1	T	0.06	4.37	0.00	1.021					710
15		17	1	T	0.02	1.07	0.00	0.930					1300
16		17	1	T	0.01	0.76	0.00	0.940					1300
8		9	1		1.70	6.32	2.30						685
9		10	1		0.10	1.14	0.40						739
10		11	1		0.62	3.00	1.00						618
10		13	1		0.55	2.50	0.80						799
11		12	1		0.62	3.00	1.00						746
12		13	1		0.80	4.30	1.40						603
17		23	1		0.01	0.14	3.24						1053
17		25	1		0.05	0.46	11.34						1046
17		25	2		0.05	0.52	12.82						1090
17		25	3		0.05	0.52	12.82						1004
18		19	1		0.08	0.84	19.72						1300
18		20	1		0.10	1.00	23.62						1300
18		21	1		0.09	0.97	23.14						1200
18		29	1		0.15	1.60	40.00						1300
18		300	1		0.15	1.60	40.00						1300
19		31	1		0.13	1.33	27.10						914
21		32	1		0.22	2.31	28.86						1200
22		24	1		0.13	1.33	27.10						1090
24		25	1		0.07	0.77	18.96						1061
25		26	1		0.05	0.49	10.90						1093
25		26	2		0.05	0.49	10.90						1055
25		27	1		0.08	0.71	17.28						928
27		28	1		0.08	0.71	17.28						1086
27		29	1		0.10	1.00	24.40						904
27		300	1		0.09	0.99	24.42						1049

9999

FIM





**,UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA  
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"**

**Câmpus de Ilha Solteira**

**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

**Av. Brasil Centro, 56**

**15385-000 Ilha Solteira - SP**

**[www.dee.feis.unesp.br](http://www.dee.feis.unesp.br)**

